Deutscher Bundestag
11. Wahlperiode

Drucksache 11/2079

31. 03. 88

Sachgebiet 721

Antrag

der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN

Einführung eines einheitlichen linearen zeitvariablen Tarifs für alle Verbrauchergruppen und Stromanwendungsgebiete

I.

Der Deutsche Bundestag stellt fest:

Der Ausstieg aus der Atomenergie aber auch die Umweltbelastung durch den Betrieb fossiler Kraftwerke und die Notwendigkeit des sparsamen Umgangs mit den begrenzten Ressourcen erfordern neue Wege in der Energiepolitik. Dies erfordert insbesondere die vorrangige Nutzung der Energiequellen „Stromsparen" und den Einsatz von Technologien zur rationellen Stromerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, regenerative Energieträger).

Durch die derzeit gültige Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) und die praktizierte Preisbildung der Energieversorgungsunternehmen (EVU) bei den Sondervertragskunden werden insbesondere die stromintensive Industrie und der Strom für Wärmeanwendungen systematisch auf Kosten der übrigen Verbrauchergruppen (bzw. Verbrauchsbereiche) begünstigt. Die praktizierte Preisbildung wirkt verbrauchsfördernd und behindert die Durchsetzung und Weiterentwicklung der Technologien zur rationellen Energienutzung und Stromerzeugung. Es werden hohe volkswirtschaftliche Verluste verursacht, indem Kapital weiterhin in den Ausbau der Stromerzeugung anstatt in die Effizienzverbesserungen bei der Stromnutzung gelenkt wird.

Im Oktober 1987 hat sich die Wirtschaftsministerkonferenz mit diesem Problem befaßt. Die in diesem Gremium gefaßten Beschlüsse sind jedoch nicht geeignet, die dargestellten Defizite zu beheben. Im Gegenteil: durch einen Teil der Beschlüsse wird die rationelle Stromnutzung noch stärker benachteiligt werden, die Fehllenkung von Ressourcen wird verstärkt.

Die heute gültige Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt vom 30. Januar 1980) geht zurück auf die „Tarifordnung für elektrische Energie" von 1938, die für alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) den Grundpreistarif für die Kundengruppen Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft verbindlich einführte. Der

Grund für die Einführung als auch für die Beibehaltung der Grundpreistarife war in erster Linie das Ziel, zur Förderung der Stromanwendung eine einheitliche, verbrauchsfördernde Tarifstruktur durchzusetzen und gesetzlich abzusichern (Hennicke u. a.).

Die Strompreisgestaltung für die Industriekunden unterliegt nicht der staatlichen Preisaufsicht. In diesem Bereich haben – und nutzen – die EVU sehr große Gestaltungsmöglichkeiten für eine Strompreispolitik, die in erster Linie auf Absatzausdehnung und Gewinnmaximierung ausgerichtet ist und auf eine Verdrängung der Eigenstromerzeugung in den Industriebetrieben abzielt. Entsprechend der unterschiedlichen Nachfrageelastizität der Kundengruppen und den Ausweichmöglichkeiten bei den verschiedenen Stromanwendungszwecken wird eine mehrfache Preisdifferenzierung vorgenommen. Wie die Monopolkommission schon 1976 in ihrem ersten Hauptgutachten festgestellt hat, praktizierten die EVU „... eine Marktspaltung entsprechend den unterschiedlichen Preiselastizitäten der Abnehmer in Märkte für Sonderabnehmer, Haushaltsabnehmer, gewerbliche Kraftabnehmer und landwirtschaftliche Abnehmer... Den EVU wurde dadurch eine Politik der Gewinnmaximierung durch Preisdifferenzierung ... erlaubt." (Monopolkommission: Hauptgutachten 1973/1975; S. 410)

Das Problem der Preisdifferenzierung wurde von der Wirtschaftsministerkonferenz ebenso ausgeklammert wie die Preisgestaltung bei den Sondervertragskunden.

Die bestehenden verbrauchsfördernden Tarif- und Preisstrukturen als auch die von der Wirtschaftsministerkonferenz im Oktober 1987 gemachten Vorschläge widersprechen wesentlichen Zielen der Energiepolitik: dem Ziel der Ressourcenschonung, der umweltschonenden Energienutzung, der volkswirtschaftlichen Effizienz der Versorgung und der sozialen Verträglichkeit. Ein dringender Änderungsbedarf – der auch schon 1980 von der Enquete-Kommission „Zukünftige Kernenergiepolitik" festgestellt wurde – ergibt sich vor allem aus folgenden Gründen:

1. *Die BTOElt behindert die Entwicklung und Anwendung von Technologien zur rationellen Energienutzung*

— Durch die Aufspaltung der Strompreise in einen Grund- bzw. Leistungspreis und einen Arbeitspreis wird „Stromsparen" benachteiligt: Investitionen in energiesparende Technologien werden künstlich unwirtschaftlich gemacht, da die erzielbaren Senkungen des Energieverbrauchs nur mit den eingesparten Arbeitspreisen bewertet werden können. Somit wird eine Stromeinsparung nur mit einem Teil der tatsächlich eingesparten Kosten vergütet.

  Obwohl die Argumente für eine zweigliedrige Tarifgestaltung keineswegs überzeugend sind (siehe unten), will die Wirtschaftsministerkonferenz an der Zweigliedrigkeit des Tarifsystems festhalten.

— Durch die Preisspaltung wird die Anwendung regenerativer Energieträger behindert. So wird z. B. die elektrische Warmwasserbereitung durch die gegenwärtige Tarifgestaltung gegenüber Warmwasserbereitung in Solarkollektoren begünstigt, obwohl der Einsatz von hochwertigem Strom für die Herstellung von Niedertemperaturwärme denkbar ineffizient und umweltbelastend ist (Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, Informationen zur Raumentwicklung).

— Durch die BTOElt wird den EVU eine Preisdifferenzierung zwischen den Anehmergruppen Tarif- und Sondervertragskunden ermöglicht. Diese Preisdifferenzierung ist in der Bundesrepublik Deutschland wesentlich stärker ausgeprägt als in vielen anderen Ländern der EG und in den USA. Die praktizierte interne Subventionierung der Industriestrompreise zu Lasten der Tarifkunden behindert den Einsatz von ressourcenschonenden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im industriellen Bereich.

2. *Die BTOElt und die übrige Preispolitik fördert umweltbelastende Stromanwendung für Wärmezwecke*

Durch die Aufspaltung in Grund- (bzw. Leistungs-)Preis und Arbeitspreis findet Strom in Bereichen Anwendung, in denen er ohne Aufspaltung der Tarife nicht konkurrenzfähig wäre (Direktheizung, Warmwasserbereitung und Prozeßwärme). Diesem Prinzip, die Anwendung von Strom durch niedrige Grenzpreise (Arbeispreise) zu fördern, kommt insbesondere auch bei den Sondervertragskunden große Bedeutung zu (siehe unten).

Da Heiz-Strom mit anderen Energieträgern in Konkurrenz steht, bieten die EVU für Heizzwecke Sonderabkommen mit niedrigeren Strompreisen an. Um den Wärmemarkt für Strom zu erschließen, reduzieren die EVU ihre Preisangebote bis auf die variablen Kosten der Stromerzeugung und unterbieten mit ihren Sonderabkommen zum Teil noch die reinen Brennstoffkosten der für die Erzeugung des Heizstroms vorwiegend eingesetzten Steinkohlekraftwerke.

Nach den Vorstellungen der Wirtschaftsministerkonferenz würde die Wärmeanwendung von Strom durch verstärkte preisliche Anreize für alle steuerbaren Anwendungen (z. B. Warmwasserbereitung) weiter ausgedehnt werden.

3. *Die BTOElt und die bisherige Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft führen durch falsche Preissignale zu einer Fehlallokation der Ressourcen und somit zu hohen gesamtwirtschaftlichen Verlusten*

— Durch die niedrigen Grenzpreise (Arbeitspreise), die die EVU anbieten (trotz hoher und steigender langfristiger Grenzkosten), wird die betriebswirtschaftliche Kostenkalkulation

verfälscht. Die Allokationsfunktion des Marktes versagt, da die Wirtschaftlichkeitsüberlegungen der Strombezieher von falschen Preissignalen ausgehen.

— Die lastunabhängige Preisgestaltung und die Spaltung des Strompreises bei den Tarifkunden führt dazu, daß Strom verstärkt zu Wärmezwecken angewandt wird. Die erhöhte Nachfrage nach Stark- und Spitzenlaststrom macht den Zubau von Kraftwerkskapazitäten notwendig.

— Durch schlechte Einspeisebedingungen für Eigenstromerzeuger in der Bundesrepublik Deutschland werden betriebs- und volkswirtschaftlich günstigere Stromerzeugungskapazitäten unterdrückt, indem Überschußstrom, der bei der Eigenstromerzeugung anfällt, noch nicht einmal mit den durchschnittlich vermiedenen Brennstoffkosten bewertet wird. Zudem werden prohibitiv hohe Leistungspreise für Reservestellung erhoben.

— Mit gezielten Dumpingpreisen gegen Kraft-Wärme-Kopplung führen die großen Verbund-EVU einen Verdrängungswettbewerb gegen diese kostengünstige und umweltschonende Strom- und Wärmeerzeugung.

4. *Verfälschung der gesamtwirtschaftlichen Kostenkalkulation durch Nichtberücksichtigung „externer" Kosten*

Die Stromproduktion in reinen Kondensationskraftwerken verursacht hohe Umweltkosten, die auf die Allgemeinheit abgewälzt werden. Dies gilt auch nach Einführung der Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen. Externe Kosten fallen bei anderen Erzeugungsformen (wie z. B. der Stromerzeugung in Windkraftanlagen oder in Kleinwasserkraftanlagen) oder verbesserten Nutzungstechnologien nicht oder nur in geringerem Umfang an.

5. *Die derzeitige Preisbildung belastet vor allem Haushalts- und Kleinverbraucherkunden (HuK)*

Die in der BTOElt vorgeschriebenen Grundpreistarife führen zu einer sehr unterschiedlichen Belastung der Haushaltsabnehmer. Benachteiligt werden vor allem Haushalte mit relativ niedrigem Einkommen, die wie statistisch nachgewiesen (Wirtschaft und Statistik, 5/1983, S. 447), einen relativ niedrigen Stromverbrauch haben und dadurch höhere spezifische Strompreise zu bezahlen haben.

Während Haushalte mit einem kleinen jährlichen Stromverbrauch von 600 kWh im Bundesdurchschnitt rund 48 Pf/kWh (ohne Mehrwertsteuer und Ausgleichsabgabe) bezahlen müssen, zahlen mittlere Verbraucher bei einem Jahresverbrauch von 3 500 kWh nur noch 23 Pf/kWh.

6. *Der Änderungsbedarf wird immer dringender*

Die derzeitige Preisbildung ist nicht kostenorientiert. Sie führt zu einem ineffizienten Strom- und Wärmeversorgungssystem, das durch zunehmende Fehlallokationen, durch Umweltschäden aufgrund von Luft- und Gewässerbelastungen und durch eine nicht

gerechtfertigte Mehrbelastung von Kleinverbrauchern gekennzeichnet ist. Bis Ende der 60er Jahre wies die Stromerzeugung fallende langfristige Grenzkosten auf. Dadurch konnten Tarife und Sonderverträge mit degressivem Preisverlauf zumindest teilweise begründet werden. Heute erfordern die neue Kostensituation in der Elektrizitätswirtschaft und die oben ausgeführten Gründe eine Neuordnung der Preisgestaltung in der Elektrizitätswirtschaft.

7. Die Reformvorschläge der Wirtschaftsministerkonferenz

Die Beschlüsse der Wirtschaftsministerkonferenz, die im Oktober 1987 den Änderungsbedarf bei der BTOElt anerkannte, sind nicht geeignet, das oben beschriebene Problem zu lösen: Anstatt durch preisliche Anreize eine Verlagerung der Stromnachfrage zu erreichen, zielen die Vorschläge darauf ab, sowohl die bestehenden Lasttäler in den Nachtstunden mit nicht-stromspezifischen Anwendungen aufzufüllen, als auch die niedrigere Sommerlast dem höheren Winterlastverlauf anzugleichen (z. B. durch die Substitution der zentralen Warmwasserbereitung mittels Öl oder Gas durch eine elektrische Warmwasserbereitung während der Sommermonate). Gleichzeitig wird die rationelle Stromnutzung durch die Beibehaltung des zweigliedrigen Tarifs weiter behindert und in einigen Fällen wird die Benachteiligung sogar verstärkt.

Die Vorschläge der Wirtschaftsminister bergen eine weitere Gefahr in sich: Die Tarifgestaltung würde noch unübersichtlicher, als sie es ohnehin schon ist, und der Spielraum der Energieversorgungsunternehmen, die Strompreise nach scheinbar elektrizitätswirtschaftlich sinnvollen Größen entsprechend ihrer jeweiligen Absatzbedürfnisse festzulegen, würde noch erweitert. So kehrt sich die Reform, die auf Druck der unzufriedenen Kunden, der Umweltbewegung aber auch der Energieversorgungsunternehmen ausgelöst wurde, in das Gegenteil um: Anstatt die Strompreisgestaltung als Instrument zu einer möglichst rationellen und umweltgerechten Gestaltung der Energieversorgung zu nützen, wird sie zu einer weiteren Absatzförderung mißbraucht. Die Folgen tragen die Verbraucher: höhere Stromkostenbelastung in den anderen Bereichen und eine höhere Umweltbelastung werden die Folge sein.

Die Wirtschaftsministerkonferenz hat deutlich gemacht, daß ein dringender Änderungsbedarf bei der Strompreisgestaltung besteht. Dieser Änderungsbedarf besteht jedoch nicht nur bei den Tarifkunden, sondern auch im Bereich der Sondervertragskunden und bei der Preisbildung für Nachtspeicherheizungen. Diese Bereiche werden jedoch von der Wirtschaftsministerkonferenz bei ihren Überlegungen ausgeklammert.

II.

Die Bundesregierung wird aufgefordert, einen Gesetzentwurf für eine „Preisordnung Elektrizität" vorzulegen, die die bisherige

Bundestarifordnung Elektrizität ablöst und die Preisgestaltung für alle Kundengruppen nach einem einheitlichen Modell neu regelt.

Die zukünftige Preisgestaltung soll folgenden Kriterien gerecht werden.

1. *Eingliedrige Preisbildung*

Die fixen und variablen Kosten der Stromerzeugung und -verteilung müssen durch einen (nicht gespaltenen) Preis zum Ausdruck kommen. Der Preis für eine zusätzliche kWh (Grenzpreis) und der Durchschnittspreis (Gesamtpreis für Strombezug durch Anzahl der bezogenen kWh) muß gleich sein und den Kosten entsprechen, die bei der Ausdehnung der Stromerzeugung anfallen würden, d. h. den langfristen Grenzkosten.

2. *Zeit(Last-)abhängige Preisgestaltung*

Bei der Elektrizitätserzeugung hängen die Grenzkosten von der augenblicklich nachgefragten Leistung und der unterschiedlichen Kostenstruktur des jeweils ins Netz einspeisenden Kraftwerksparks ab, die sich mit der Tages- und Jahreszeit stark ändern. Spitzenlaststrom ist teurer als Mittellaststrom oder Grundlaststrom. Dementsprechend legt die neue Preisordnung lastabhängige (bzw. zeitabhängige) Tarife pro kWh fest, die den tatsächlichen Kosten entsprechen, die beim Ausbau des Kraftwerkssystems durch zusätzliche Anlagen in dem jeweiligen Lastbereich anfallen würden.

Die tageszeitlichen Kostenunterschiede können mit drei bis vier Zeitzonen wiedergeben werden. Zusätzlich wird eine Differenzierung nach Sommer und Winter vorgenommen, um die unterschiedliche Netzbelastung in den beiden Jahreshälften zu berücksichtigen.

3. *Gleicher Strompreis für alle Abnehmergruppen*

Die Preisbildungsregeln gelten für alle Verbrauchergruppen und für alle Stromanwendungszwecke gleichermaßen.

Das Preisbildungsmodell gilt nicht nur für Endabnehmer, sondern auch für die Bezugsverträge der regionalen EVU und der EVU auf der Verteilungsebene.

Um extreme Lastspitzen zu vermeiden, werden für Großabnehmer und Weiterverteiler, die im Verhältnis zur jeweiligen Netzhöchstlast einen hohen Anteil abnehmen, vertragliche Regelungen notwendig, die hohe und kurzfristige Lastschwankungen mit einer den Kosten entsprechenden Gebühr belasten.

Bei Industriebetrieben, deren Strombezug so groß ist, daß ein erheblicher Einfluß auf die Kapazitätsauslastung bzw. auf den Ausbau der Kapazitäten ausgeht, muß durch Sonderregelungen verhindert werden, daß diese ihr Konjunktur- und Kapazitätsauslastungsrisiko auf die öffentliche Versorgung abwälzen.

4. *Überschaubare Preisgestaltung bei allen Abnehmergruppen*

„Das wichtigste Kennzeichen der gegenwärtigen Tarifstruktur..." stellte schon 1976 die Monopolkommission fest, „... ist ihre Undurchsichtigkeit." Entsprechend den Forderungen der Monopolkommission sollen die Unternehmen verpflichtet werden, ihre Leistungen ausschließlich zu allgemeinen, bekanntgemachten Preisen und Bedingungen anzubieten. (Monopolkommission, S. 53) Um die Übersichtlichkeit des linearen, zeitvariablen Tarifs zu gewährleisten, sollte der Strompreis für die Endverbraucher nicht mehr als vier Tageszeitzonen umfassen.

5. *Preisbildung muß demokratisch kontrollierbar sein*

Die Kosten der Stromerzeugung und -verteilung müssen weit möglichst nach dem Verursacherprinzip umgelegt werden. Hierzu dient ein einheitliches Preissystem, das öffentlich bekanntgemacht wird. Über den Strompreis darf keine Subventionierung von Industriebetrieben oder sonstigen Strombeziehern erfolgen. Durch eine Offenlegung der Kostensituation bei den EVU und eine öffentliche Kontrolle kann dies gewährleistet werden.

6. *Angemessene Vergütung für eingespeisten Strom*

Eingespeister Strom aus Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen und aus regenerativen Energiequellen muß nach den vermiedenen Kosten des Zubaus (langfristige Grenzkosten der Erzeugung und Verteilung) vergütet werden (siehe flankierende Maßnahmen Punkt 1).

Fazit: Es soll ein linearer, zeitvariabler Tarif eingeführt werden, der sich an den langfristigen Grenzkosten orientiert und der für alle Kundengruppen und Anwendungszwecke gültig ist.

Wie in der Begründung gezeigt wird, würde eine Umstellung auf ein solches Preissystem

— das Kapital dahin lenken, wo es unter betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekten besser eingesetzt ist: in Investitionen zur Verbesserung der Nutzungstechnologien,

— zu einem Ausgleich der Stromnachfrage auf niedrigem Niveau und zu einer Angleichung der Nachfrage an die Erzeugungsmöglichkeiten mit Technologien der rationellen Stromerzeugung führen und damit auch die Kosten der Stromversorgung senken,

— die Behinderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und regenerativen Energieträgern weitgehend aufheben,

— die Kosten der Umweltverschmutzung durch Energiegewinnung, Verteilung und Umwandlung wesentlich reduzieren.

7. *Übergangsmaßnahmen*

Bis zur Einführung der neuen Preisordnung werden als Übergangsmaßnahme ab sofort Tariferhöhungen nur noch in den

Arbeitspreisen weitergegeben. Die ansteigenden Kosten der Stromerzeugung und -verteilung müssen den Sondervertragskunden angelastet werden, so daß sich ein Abbau der nicht begründbaren Preisdifferenzierung ergibt.

Gleichzeitig werden Pilotmodelle mit zeitvariabler Tarifierung sowie stark linearisierten Tarifen (Senkung des Grundpreises auf einen Minimalpreis und weitgehende Einrechnung ehemaliger Grundpreisbestandteile in die Arbeitspreise) durchgeführt. Die Durchführung eines solchen Projektes wird gegenwärtig von den Stadtwerken Saarbrücken, der Vereinigten Saar-Elektrizitäts-AG (VSE) und den Stadtwerken einiger weiterer Städte (darunter Freiburg, Würzburg, Nürnberg und Saarlouis) geplant.

Der Zeitrahmen für die Durchführung wird bei den Tarifgruppen unterschiedlich sein. Bei den Haushaltskunden ist eine erlösneutrale Umstellung auf den linearen Tarif innerhalb von einem Jahr vorgesehen. Bei den Gewerbetarifkunden soll die Linearisierung des Tarifs ebenfalls in einem Jahr durchgesetzt werden, wobei das Strompreisniveau in mehreren Stufen dem Strompreisniveau der Haushaltskunden angepaßt wird. Die Umstellung auf einen zeitvariablen Tarif soll innerhalb von fünf Jahren vollzogen sein.

Die Umstellung bei den Sondervertragskunden erfolgt schnellstmöglich bei Berücksichtigung der vertraglichen Bestimmungen der Sonderverträge aber maximal in einem Zeitrahmen von zehn Jahren.

8. *Flankierende Maßnahmen*

Zur Verstärkung und Absicherung der Wirkungen, die von einer Änderung der Preisgestaltung ausgehen, sind einige flankierende Maßnahmen angebracht.

a) Verbesserung der stromwirtschaftlichen Kooperation (Einspeise-, Reserve- und Zusatzstrombedingungen) zur Förderung kommunaler und privater/genossenschaftlicher Heizkraftwerke und von Systemen auf Basis von erneuerbaren Energiequellen (nach dem Vorbild der amerikanischen PURPA-210-Regelung)

Um Anlagen auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativen Energiequellen vor allem auf kommunaler Ebene zu fördern, ist eine gesetzliche Regelung der Einspeisebedingungen für Eigenstromerzeuger erforderlich, die mindestens folgende Punkte umfaßt:

— Die EVU sind verpflichtet, Strom von Eigenstromerzeugern auf der Basis von KWK-Anlagen sowie regenerativer Energieträger zu kaufen.

— Die Stromvergütung erfolgt entsprechend den vermiedenen Arbeits- und Leistungskosten der Stromerzeugung und -verteilung.

— Für Kleinspeiser kann die Vergütung nach einer vereinfachten Regelung erfolgen, indem sich die Einspeisevergütung nach

einem festen Prozentsatz (z. B. 80 bis 90 %) der Strombezugspreise richtet (analog zu Dänemark).

— Leistungspreise für die Reservestellung bei Eigenstromerzeugung dürfen bei kleineren Anlagen (bis zu 1 MW) nicht erhoben werden.

— Die EVU werden verpflichtet, den potentiellen Einspeisern alle notwendigen Informationen über Planungs- und Kostendaten zur Verfügung zu stellen.

Obwohl z. B. aus den USA, der Schweiz und Dänemark bereits Erfahrungen mit Vereinbarungen über Einspeisebedingungen vorliegen, die weit über die in der Bundesrepublik Deutschland praktizierten Verbändevereinbarungen (Fortschreibung 1985) hinausgehen, erfordert deren Übertragung auf bundesrepublikanische Verhältnisse und die gesetzliche Normierung Zeit. Als Sofortmaßnahme sollten daher zumindest die in der Verbändevereinbarung (Stand 1985) genannten Einspeisevergütungssätze verdoppelt werden und bis zu einer bestimmten Leistungshöhe (bzw. Leistungsanteilen an der Netzspitze) generell auch für sogenannte ungesicherte Leistung Vergütungen gezahlt werden (Poolbildung; stochastischer Ausgleich bei vielen Einspeisern).

Im August 1986 wurde von der Elektrizitätswirtschaft eine Verbesserung der Einspeisevergütung für regenerative Energiequellen um etwa 30 % angekündigt. Doch selbst wenn diese Anhebung in allen Versorgungsgebieten erfolgt sein wird, kann dies die derzeitige Benachteiligung der regenerativen Energieträger und der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht beheben, sondern lediglich verringern.

b) Einführung von (nach dem Stand der Technik anzupassenden Verbrauchsnormen für energiesparende Geräte in Verbindung mit einer Deklarationspflicht über Energieverbrauch und Energiekosten bei Haushaltsgeräten

Um die Markteinführung energieeffizienterer Geräte – insbesondere in Verbindung mit der Einführung linearer Tarife – erheblich zu beschleunigen, ist eine bessere Transparenz über den Energieverbrauch bzw. die Betriebskosten von Haushaltsgeräten anzustreben. Eine solche Kennzeichnung der jährlichen Betriebskosten ist in den Vereinigten Staaten von Amerika seit Anfang der 80er Jahre Pflicht. Das Öko-Institut Freiburg hat für die Bundesrepublik Deutschland einen entsprechenden Kennzeichnungsvorschlag vorgelegt. Dies gilt vor allem deshalb, weil energieeffizientere Geräte häufig kaum teurer sind als der Marktdurchschnitt und sich somit eventuelle anfallende Mehrkosten sehr rasch amortisieren (Feist 1986).

Zusätzlich ist jedoch eine Normenregelung notwendig, da in vielen Fällen der Käufer der Elektrogeräte nicht der Nutzer ist und somit auch nicht die höheren Betriebskosten zu tragen hat (z. B. Ausstattung von Küchen und Warmwasserbereitungsanlagen durch den Vermieter oder Verkäufer).

c) Verbot des Neuanschlusses von Elektroheizungen

Aufgrund des forcierten Ausbaus der Nachtspeicherheizungen treten in vielen Energieversorgungsunternehmen bereits Stromspitzen in der Nacht auf, die einen Ausbau des Netzes notwendig machen und den weiteren Zubau von Kraftwerkskapazitäten bedingen (z. B. durch den Nachladestrom an besonders kalten Tagen).

Wie das Umweltbundesamt und die Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung festgestellt haben, wird Strom für Nachtspeicherheizungen überwiegend in kohlebefeuerten Mittellastkraftwerken erzeugt. Durch den schlechten Gesamtwirkungsgrad der Elektroheizung entstehen pro Einheit Nutzenergie wesentlich mehr Luftschadstoffe als bei konventionellen Heizungssystemen (Öl und Gas). Gegenüber der rohstoff- und umweltschonenden Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken und kohlegefeuerten Heizkraftwerken schneidet die Elektroheizung noch schlechter ab. Als Konsequenz ist ein Verbot für den Neuanschluß von Elektrospeicheröfen und Direktheizungen mit einer Anschlußleistung von über 2 kW zu erlassen. In dem Schweizer Kanton Basel-Stadt wurde ein solches Verbot aus Umweltschutzgründen schon im Jahre 1983 erlassen.

Flankierend hierzu ist ein Umrüstungsprogramm für bestehende Elektroheizungen und (z. B. bei vorhandenem Gasanschluß) auch der Elektroprozeßwärme (Kochen, Warmwasserbereitung) zu konzipieren und mit finanziellen sowie tariflichen Maßnahmen (Anreize über linearen Gastarif) zu fördern.

Die Verdrängung der Nachtspeicheröfen ist vor allem von entscheidender Bedeutung, um die Emissionen aus Mittellastkraftwerken drastisch zu senken und um Lastspitzen aus dem Tag (über zeitvariable Tarifierung) in die Nacht verlagern zu können.

Darüber hinaus sollte mit dem Ziel des Abbaus von witterungsbedingten Lastspitzen eine Informationskampagne gegen den Kauf von Direktheizungsgeräten und den Einsatz der bereits vorhandenen Geräte durchgeführt werden.

d) Sonderprogramm zur Förderung der rationelleren Stromnutzung („Stromsparpläne")

Stromsparmaßnahmen (ohne Komfortverlust) sind zur Vermeidung unnötiger ökologischer und ökonomischer Belastungen (steigende langfristige Grenzkosten) nicht nur dringend notwendig, sondern auch, legt man vergleichbare Maßstäbe der Wirtschaftlichkeitsrechnung wie beim Neubau von Kraftwerken zugrunde, die wirtschaftlichste Form (vgl. Feist 1986) der Strombeschaffung („Stromsparen als Energiequelle").

Aufgrund einer Vielzahl von Hemmnissen (z. B. Abweichungen zwischen objektiven und subjektiven Amortisationszeiträumen, fehlende Information, eingeschränkte Markttransparenz und Zahlungsfähigkeit; vgl. Traube/Ullrich 1982; Hennicke u. a. 1985) können sich jedoch die wirtschaftlich überlegenen Strom-Einspar-

investitionen nicht „am Markt" mit hinreichender Geschwindigkeit und im angemessenen Ausmaß gegenüber den Strom-Erzeugungsinvestitionen durchsetzen. Insbesondere zur beschleunigten Umsetzung des vorhandenen beträchtlichen Einsparpotentials bedarf es daher eines Sonderförderprogramms, durch das – möglichst zielgruppenorientiert und auf kommunaler Ebene – insbesondere folgende Maßnahmen gefördert werden sollen:

— Zuschüsse für die beschleunigte Einführung energiesparender Haushaltsgeräte,

— Zuschüsse bei der Umstellung von Elektroheizungen und elektrischen Warmwassergeräten auf ökologisch verträglichere Systeme (z. B. solare Warmwassererzeugung),

— Entwicklung und Markteinführung von neuartigen Mehrfach-Zählern (z. B. zur Erfassung der Zeitzonen bei zeitvariabler Tarifierung) und/oder von Rundsteueranlagen in Demonstrationsprogrammen zur Lastverlagerung,

— Zuschüsse für ausgewählte stromsparende Maßnahmen im industriellen und gewerblichen Bereich,

— Prämien für EVU bei erfolgreicher Umsetzung (orientiert an bestimmten Einsparquoten) von Stromsparprogrammen,

— Programm für eine zielgruppenorientierte Einsparberatung und Verbraucherinformation.

Die Finanzierung erfolgt aus einem neu zu bildenden Stromsparfonds (vgl. Buchstabe e).

e) Einführung und Finanzierung eines energiewirtschaftlichen Innovationsfonds

Die Mittel des Fonds sollten zweckgebunden für Umrüstungsmaßnahmen zur Förderung der rationellen Stromanwendung, -erzeugung und -verteilung eingesetzt werden. Dadurch sollen der Umstrukturierungsprozeß des Kraftwerksparks auf ökologisch verträglichere Systeme und die Einführung von Technologien zur rationellen Energienutzung beschleunigt werden.

Zur Finanzierung des Fonds sollten vor allem zwei Quellen herangezogen werden:

— Kraftwerke mit reiner Kondensationserzeugung sollten mit einer Abgabe belegt werden.

— Durch die Preisgestaltung nach langfristigen Grenzkosten wird das Strompreisniveau über den heutigen Durchschnittspreis (liegt 1985 bei rund 18 Pf/kWh) ansteigen. Der Anstieg der Erlöse wird nach den hier dargestellten Vorschlägen von den Sondervertragskunden aufzubringen sein, deren Strompreise an die langfristigen Grenzkosten des Systems angeglichen werden müssen. Dabei muß aber sichergestellt werden, daß die Differenz zwischen Erzeugungskosten (inklusive Gewinnrate für EVU) und den Stromerlösen, die aufgrund der steigenden Grenzkosten höher sind, durch eine neu zu gestaltende, wirkungsvolle Preisaufsicht (siehe Antrag der Fraktion DIE GRÜNEN; Rekommunalisierung und Demokratisierung der

Energieversorgung – Drucksache 10/5010 –) abgeschöpft und dem Innovationsfonds zugeführt wird.

Bonn, den 31. März 1988

Dr. Daniels (Regensburg)
Stratmann
Frau Teubner
Dr. Lippelt (Hannover), Frau Schmidt-Bott, Frau Vennegerts und Fraktion

Begründung

I. Allgemeines

Zwischen der derzeitigen Struktur der Elektrizitätswirtschaft und dem Ziel der rationellen, umweltschonenden Energienutzung besteht ein krasser Widerspruch:

Der technische Aufbau, der Unternehmenszweck und die Organisation der Verbund-EVU sind auf eine angebotsorientierte Stromversorgung, auf maximale Stromanwendung ausgelegt. Demgegenüber steht die nur vor Ort realisierbare rationelle Energienutzung in Form von Einsparmaßnahmen, Sonnenenergienutzung und Kraft-Wärme-Kopplung. Diese Alternativen versucht das Kartell der Verbund-EVU, das nahezu den gesamten Elektrizitätsmarkt beherrscht, durch eine gezielte Preis- und Investitionspolitik auszuschalten.

Eine Analyse der Strompreise und der Strompreisstruktur zeigt, daß die Strompreise bzw. ihre Preisbestandteile schon sehr früh in der Geschichte der Elektrizitätswirtschaft auf das Prinzip der „Anlegbarkeit" ausgerichtet wurden. Das heißt, daß dort, wo die Abnehmer Ausweichmöglichkeiten zum Strombezug haben (z. B. Sondervertragskunden auf dem Wärmemarkt und über die Möglichkeiten der Eigenstromerzeugung auch auf dem Kraftmarkt), Strom zu günstigeren, konkurrenzfähigen (anlegbaren) Preisen angeboten wird, während Abnehmern, die diese Ausweichmöglichkeit nicht oder nur im beschränkten Maße haben, höhere Strompreise abverlangt werden. So ist z. B. Strom für Kraft-, Licht- und Kommunikationszwecke nahezu überall unentbehrlich. Da es für diese Anwendungszwecke für die Tarifkunden keine Ausweichmöglichkeiten gibt, kann den Tarifkunden, die Strom nur zu diesem Zweck benötigen, ein entsprechend hoher Preis pro kWh abverlangt werden.

Es läßt sich nachweisen, daß die Preisgestaltung der EVU für die Sondervertragskunden auf das Ziel ausgerichtet sind, die Kosten der Eigenerzeugung zu unterbieten und somit potentielle Kunden von einer Eigenerzeugung abzubringen. Auch bei der Einführung der Vorläuferin der BTOElt „Tarifordnung für elektrische Energie", die 1983 für alle EVU verbindlich zur Anwendung kam, war der Grundgedanke keineswegs die „Kostenorientierung". Die Tarifgestaltung war von den frühen Anfängen an entscheidend

dadurch geprägt, Strom zunächst gegenüber dem Gaslicht und dem Gasmotor konkurrenzfähig anzubieten, und den Stromabsatz auf immer mehr Abnehmer und Anwendungsformen (z. B. Kochen, Warmwasser, Heizung) auszudehnen.

So wird z. B. in dem „Gutachten über die in der Deutschen Elektrizitätswirtschaft zur Förderung des Gemeinnutzes notwendigen Maßnahmen" (Berlin 1933) in bezug auf die Aufgliederung der Tarife in einen Grund- und einen Arbeitspreisanteil festgestellt, daß dies „zielgemäß auch zu einer Steigerung des Stromabsatzes" (S. 14) führt. Besonders wird auf die absatzwerbende Wirkung des Tarifsystems verwiesen, wobei gegen einen Einheitstarif für alle Kundengruppen wie folgt Stellung genommen wird: „Bei der Strompreisgestaltung ist ein Einheitstarif unmöglich. Für die Großindustrie müssen die Preise nach wirtschaftlichen Erwägungen bemessen werden. Für die Kleinabnehmer sind die Tarife tunlichst anzugleichen, leicht verständlich abzufassen und absatzwerbend zu gestalten" (S. 22). Diese Aussage verdeutlicht, daß die Absatzwerbung im Mittelpunkt bei der Einführung des heutigen Tarifsystems stand, wobei für die Großindustrie, die die Möglichkeit der Eigenstromerzeugung hatte, dieses System als ungeeignetes Mittel erkannt wurde. Für diesen Bereich war die Einführung von Sonderverträgen, die nicht unter die Preisaufsicht fallen, für die EVU die beste Variante, ihren Stromabsatz zu steigern, weil dadurch der nötige Spielraum geschaffen wurde, um den Industriebetrieben konkurrenzfähige Angebote (im Vergleich mit industriellen Eigenanlagen) zu unterbreiten. Diese führten dann oftmals dazu, daß Industriebetriebe ihre Eigenerzeugungsanlagen (meist auf KWK-Basis) aufgaben auf den Bezug aus dem öffentlichen Netz übergingen. Da die öffentliche Versorgung nahezu ausschließlich auf reiner Kondensationsstromerzeugung basiert, steigt der Energieeinsatz pro erzeugter kWh und damit auch die Umweltbelastung erheblich an.

Die Entwicklung der industriellen Stromerzeugung zeigt, wie erfolgreich die Preispolitik der großen EVU war:

Die Stromerzeugung in Industriekraftwerken, die bis Anfang der 30er Jahre die Stromproduktion in den öffentlichen Kraftwerken übertraf, sank danach unter das Niveau der öffentlichen Erzeugung (Kohler, S. 41). Diese Tendenz hat sich ab 1950 im verstärkten Maße fortgesetzt:

— Der Anteil der Industriekraftwerke an der gesamten installierten Kraftwerksengpaßleistung sank von 37,8 % (1950) auf 16,4 % im Jahr 1981.

— An der Brutto-Stromerzeugung waren die Industriekraftwerke 1950 mit 38,7 % beteiligt, 1981 nur noch mit 16,5 %.

— Der Anteil der Eigenstromversorgung der Industrie sank von 48,6 % (1950) auf 20,2 % im Jahr 1981 (Kohler, S. 41 ff).

Diese Entwicklung wurde sehr stark durch die elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflußt und war nicht das

Ergebnis von fehlenden Einsatzmöglichkeiten der industriellen Eigenerzeugung. Welches wirtschaftliche Erzeugungspotential unter Berücksichtigung von Umweltschutzmaßnahmen auf der KWK-Basis in der Industrie derzeit besteht, berechnete Suttor in einer Studie, die 1984 für das Bundesministerium für Wirtschaft abgeschlossen wurde. Er ermittelte für die Industrie ein zusätzliches wirtschaftliches KWK-Potential mit einer Leistung von rund 10 000 MW (entspricht einem Sechstel der heutigen Spitzenlast) und einer Stromerzeugung von 59 000 GWh pro Jahr, bei unterstellten Amortisationszeiten in Höhe der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlagen, sowie geänderten Rahmenbedingungen. Dieses Potential könnte realisiert werden, wenn die EVU der Industrie Einspeisepreise vergüten würden, die den sonst entstandenen Kosten für den notwendigen Ausbau der „öffentlichen" Versorgung entsprechen. Suttor stellt fest, daß die langfristigen Grenzkosten für typische Kraftwerksblöcke heute 20 bis 25 % über den Durchschnittskosten liegen, wie sie industrielle Verbraucher für den Strombezug zu bezahlen haben.

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft erstellte das Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut, Freiburg, eine Studie, die zu dem Ergebnis kam, daß „... auf der Basis neuester vorliegender Studien zur Kraftwärmekopplung ..." sich für die Bundesrepublik Deutschland „ein wirtschaftlich ausschöpfbares Potential von rund 40 000 MW im industriellen und kommunalen Bereich" (Zusammenfassung S. 8) ergibt. Auch hierbei wurde eine Verbesserung der stromwirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterstellt.

Die Preispolitik, die besonders im Interesse der „Verbund"-EVU lag und liegt, hat über die Verdrängung der kommunalen und industriellen Kraft-Wärme-Kopplung zu einem Großkraftwerks- und Verbundsystem unter der Regie weniger überregionaler EVU geführt. 1986 wurden im Rahmen der öffentlichen Stromerzeugung mehr als 90 % des Stroms in den Kraftwerken von 8 Verbund-EVU erzeugt, wobei der Kondensationsstromanteil in der gesamten öffentlichen Erzeugung 1984 bei über 90 % lag und nur knapp 4 % der öffentlichen Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen produziert wurden. Dies hat gegenüber einer dezentralen Stromerzeugung zu einer wesentlichen Erhöhung der Schadstoffemissionen und des Ressourcenverbrauchs geführt, da der Energieeinsatz bei der Kondensationsstromerzeugung um etwa 60 % höher ist als beim Kraft-Wärme-Kopplungsprozeß.

Wurde durch die Preisdifferenzierung zwischen den Kundengruppen die Verdrängung der industriellen Eigenerzeugung erreicht, so konnte durch die Preisspaltung in Grund- (bzw. Leistungspreis) und Arbeitspreis die Wärmeanwendung von Strom begünstigt (siehe unten) und Maßnahmen zur rationellen Stromnutzung benachteiligt werden.

Heute besteht ein großes wirtschaftliches Stromeinsparpotential, das im Haushaltsbereich bei rund 50 % des Stromverbrauchs von 1986 liegt.

Im Sektor Industrie und Gewerbe beträgt das technische Einspar-

potential rund 50 TWh pro Jahr, wobei Substitutionspotentiale (durch andere Energieträger) nicht berücksichtigt wurden. Von diesem technischen Einsparpotential lassen sich bis zum Jahr 2005 rund 24 TWh realisieren, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen entsprechend gestaltet werden (IÖW/Öko-Institut, S. 111ff.).

Um diese Potentiale der rationellen Stromnutzung und -erzeugung realisieren zu können, ist die Änderung der bisherigen Preispolitik eine vordringliche Maßnahme. Doch eine Änderung der Preisstrukturen alleine genügt nicht, um das vorhandene Stromsparpotential voll auszuschöpfen. Es sind einerseits flankierende Maßnahmen notwendig, um zu verhindern, daß Investoren in ineffiziente Heizungssysteme und Elektrogeräte investieren, für deren Betriebskosten sie nicht aufkommen müssen. Andererseits sind unterstützende Maßnahmen zu treffen, um einkommensschwachen Nutzern die Umstellung auf stromsparendere Geräte zu ermöglichen.

Ohne eine Änderung der Preisbildung für den Energieträger Strom, wird die Wirtschaft der Bundesrepublik Deutschland in zunehmendem Maße volkswirtschaftliche Verluste erleiden.

II. Gesamtwirtschaftliche Verluste durch Fehlallokation der ökonomischen Ressourcen

1. Verfälschung der betriebswirtschaftlichen Kostenkalkulation durch falsche Preissignale

a) Niedrige Grenzpreise trotz steigender langfristiger Grenzkosten

Gespaltene (aufgeteilt in Grund- und Leistungspreis und Arbeitspreis) Strompreise und Mengenrabatte für die Sondervertragskunden führen bei Tarif- und Sondervertragskunden zu einem degressiven Preisverlauf. Der Grenzpreis für den zusätzlichen Bezug einer kWh liegt dabei deutlich unter den langfristigen Grenzkosten (Kosten für die zusätzliche Erzeugung einer kWh unter Berücksichtigung der Ausbaukosten für Kraftwerks- und Netzkapazitäten) der Erzeugung. Durch die Bewertung von Stromeinsparinvestitionen oder Investitionen für elektrische Wärmeanwendung (Heizen, Schmelz-, Härte- und Trockenöfen) mit den Grenzpreisen (und nicht mit den langfristigen Grenzkosten) für den zusätzlichen Bezug einer kWh, wird die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Strombezieher verzerrt. Die Allokationsfunktion des Marktes versagt, da die Wirtschaftlichkeitsüberlegungen der Strombezieher von falschen Preissignalen ausgehen. Eine solche Preisgestaltung muß dementsprechend zu schwerwiegenden volks- und betriebswirtschaftlichen Fehlallokationen führen. Aus diesem Grunde drängen z. B. mehr und mehr Preisaufsichtsbehörden in den USA dazu, noch vorhandene Kostendegressionen beim Strombezug abzubauen. In einigen Staaten wurden bereits progressive Stromtarife eingeführt. In 43 von 50 Staaten der USA haben die Preisaufsichtsbehörden bereits lineare Tarife genehmigt (Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, ISI, S. 105).

b) Lastausgleich auf hohem Niveau statt Spitzenlastreduzierung

Bei der Stromanwendung muß zwischen stromspezifischen Anwendungen (Kraft, Licht, Kommunikation), die praktisch Strom erfordern und wo er kaum ersetzbar ist und nichtstromspezifischen Anwendungen (vor allem Wärmeanwendungen), bei denen Strom durch andere Energieträger ersetzt werden kann, unterschieden werden.

Die stromspezifische Stromnachfrage ist durch erhebliche tages- und jahreszeitliche Schwankungen gekennzeichnet. Da Strom aber nur in sehr begrenztem Umfang und unter hohen Kosten speicherbar ist, müssen Mittel- und Spitzenlastkraftwerke vorgehalten werden, um diese Lastschwankungen auszugleichen. Da die Kosten für die Spitzenlaststromerzeugung aufgrund der niedrigen Ausnutzungsdauer der Kraftwerke höher sind als die Stromerzeugungskosten in Grundlastkraftwerken, die in ganzjähriger Betriebsweise den Sockelbedarf an Strom erzeugen, stellen Stromlieferungen zu Tages- oder Jahresspitzenlastzeiten unter Kostengesichtspunkten ein anderes Gut dar, als Lieferungen in der Schwachlastzeit. Um eine effiziente Allokation der Produktionsfaktoren zu erreichen, sind lastabhängige (zeitabhängige) Preise notwendig, die die Kosten der Stromerzeugung zu den verschiedenen Zeiten widerspiegeln.

Die Lastganglinien der großen Verbund-EVU weisen an Winterwerktagen einen relativ ausgeglichenen Lastverlauf auf hohem Niveau aus. Die EVU leiten daraus ab, daß kein Bedarf für zeitvariable Strompreise besteht (VDEW, 1985, S. 65). Dem ist zu entgegnen, daß die ausgeglichene Gesamtlast heute überwiegend durch ein Auffüllen der Nachfragetäler durch Sonderabkommen für Wärmeanwendungen erreicht wird, anstatt durch einen Abbau der Leistungsspitzen.

In der Bundesrepublik Deutschland wird bei den Tarifkunden keine lastabhängige Preisgestaltung vorgenommen, sieht man von dem Schwachlast-Nachttarif ab, der für die meisten Tarifkunden nicht nutzbar ist, da er erst ab einem hohen Stromverbrauch die Mehrkosten für den zusätzlichen Grundpreis und die höhere Zählergebühr ausgleicht. Auch in diesem Fall führen offensichtlich falsche Preissignale dazu, daß Ressourcen verschwendet werden: anstatt über eine zeitvariable Preisgestaltung eine Spitzenlastreduzierung anzustreben, setzen die EVU weiterhin auf einen Lastausgleich auf einem hohen Niveau. Die Vorschläge der Wirtschaftsministerkonferenz weisen in dieselbe Richtung: Der Stromverbrauch in Schwachlastzeiten und in lastschwachen Jahreszeiten soll durch niedrigere Preise attraktiver gemacht werden. Die auf eine expansive Nachfrage ausgerichtete Preispolitik führt so zu einem Zubau neuer Erzeugungs- und Verteilungskapazitäten, der weitaus höhere Kosten verursacht als eine Spitzenlastreduzierung durch lastabhängige Preisgestaltung.

Während in einigen Staaten der USA die Stromverbraucher durch zeitvariable Tarife auf die unterschiedlichen Kosten der Stromerzeugung hingewiesen werden und industrielle Strombezieher durch eine Prämie belohnt werden, wenn sie in Spitzenlastzeiten

ihre Leistung um einen Anteil reduzieren (vgl. PG & E), überwiegen in der Bundesrepublik Deutschland Verträge, die lediglich darauf abgestimmt sind, die Lastschwankungen bei den einzelnen Kunden durch die Verwendung von sogenannten Maximumswächtern (die die Stromabnahme des Kunden auf ein einstellbares Maximum beschränken) und letztlich dazu führen, daß Strom verstärkt für Wärmezwecke angewandt wird und somit auch zu Starklast- und Spitzenlastzeiten Strombedarf für diese nichtstromspezifischen Anwendungen anfällt.

Die bisher praktizierte Preispolitik hat somit entscheidend zu dem ansteigenden Stromverbrauch aus dem öffentlichen Netz und somit auch zu einem beschleunigten Anstieg der Durchschnittskosten beigetragen.

c) Verdrängung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch gezielte Dumpingpreise

Die großen Verbund-EVU haben die staatlich sanktionierte Marktspaltung auf den Strommärkten zu einem Verdrängungswettbewerb gegenüber der industriellen und kommunalen Kraft-Wärme-Kopplung genutzt und die Energiefachaufsicht hat dazu beigetragen, daß der Ausbau kostengünstiger Strom- und Wärmeerzeugung in kommunalen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch eine systematische Dumpingpreispolitik der Großverbundunternehmen unterdrückt wird.

So wurde 1984 den Stadtwerken Hannover die Errichtung des stadteigenen Heizkraftwerks Höver mit einer geplanten Leistung von 225 MWel und einer Wärmeauskopplung von 200 MW untersagt, da von der PREAG ein Dumpingpreis-Angebot für die Belieferung mit Atomstrom aus dem Atomkraftwerk Grohnde vorlag.

Ähnlich gelagerte Fälle ereigneten sich in den letzten Jahren in Bremen und Kiel (Hessischer Landtag, Teil 2, S. 131 ff).

Um die Kraft-Wärme-Kopplung unwirtschaftlich zu rechnen, braucht es in vielen Fällen keine Dumpingpreispolitik: Da die Kosten eines Kraftwerkszubaus wesentlich über den Durchschnittskosten des bereits existierenden Kraftwerksparks liegen, führt dies zu einer Verzerrung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen zuungunsten des neu zu bauenden kommunalen Kraftwerks: Ein zu bauendes Heizkraftwerk wird zwar in der Regel kostengünstiger Strom produzieren als dies ein zuzubauendes Kondensationsstrom-Kraftwerk bei dem überregionalen Versorger könnte; der überregionale Versorger kann jedoch seine Stromlieferung aufgrund des bereits bestehenden Kraftwerksparks zu Durchschnittskosten anbieten, die tiefer liegen können, als die Stromerzeugungskosten für die kommunale Eigenstromproduktion.

d) Unterdrückung der stromwirtschaftlichen Kooperation durch schlechte Einspeisebedingungen für Eigenstromerzeuger

Durch schlechte Einspeisebedingungen für Eigenstromerzeuger werden betriebs- und volkswirtschaftlich günstigere Stromerzeu-

gungskapazitäten unterdrückt, indem Überschußstrom, der bei der Eigenstromerzeugung anfällt, noch nicht einmal mit den durchschnittlich vermiedenen Brennstoffkosten bewertet wird.

Die im Vergleich zu anderen Ländern (etwa den USA, Dänemark, Finnland, Schweiz) geringe Entwicklung der stromwirtschaftlichen Kooperation in der Bundesrepublik Deutschland hängt im wesentlichen von folgenden ungünstigen Rahmenbedingungen ab:

— Einspeisebedingungen für Stromeigenerzeuger:

In der Bundesrepublik Deutschland wurde 1987 den privaten und kommunalen Stromeinspeisern im Durchschnitt rund 8 Pf/kWh vergütet. Damit lag die Vergütung beträchtlich niedriger als z. B. in USA, Schweiz, Finnland und Dänemark.

— Leistungspreise für Reservestellung:

Die Leistungspreise für Reservestellung lagen bei Eigenstromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland 1984 bei etwa 80 bis 110 DM pro kW und Jahr. Einspeiser z. B. in Dänemark und Finnland müssen jedoch keine Leistungspreise für Reservevorhaltung entrichten; in den USA liegen die Leistungspreise mit 12 bis 24 Dollar pro kW und Jahr deutlich tiefer als in der Bundesrepublik Deutschland.

— Degression der Bezugspreise:

Die Degression der Bezugspreise, die durch die Preisaufspaltung in Leistungs- und Arbeitspreis erzielt und durch Mengenrabatte verstärkt wird, reduziert die Konkurrenzfähigkeit von KWK-Anlagen künstlich und behindert, wie in Dänemark und den USA nachgewiesen wurde, den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (ISI, S. 188).

Durch die Unterdrückung der stromwirtschaftlichen Kooperation und durch eine verfehlte Investitionspolitik der EVU sind die Systemkosten des Großverbunds angestiegen, da aufgrund der eingesetzten großen Kraftwerksblöcke (Atomkraftwerke mit 1 300 MWel) hohe Reservekapazitäten bei den einzelnen Großverbund-EVU notwendig werden und auch die Netzkosten gegenüber einer dezentralen Erzeugung ansteigen (Hennicke, u. a.).

2. Verfälschung der gesamtwirtschaftlichen Kostenkalkulation durch Nichtberücksichtigung „externer" Kosten

Die Stromproduktion in reinen Kondensationskraftwerken verursacht hohe Umweltkosten, die auf die Allgemeinheit abgewälzt werden. Dies gilt auch nach Einführung der Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen. Externe Kosten fallen bei anderen Erzeugungsformen (wie z. B. der Stromerzeugung in Windkraftanlagen oder in Kleinwasserkraftanlagen) oder verbesserten Nutzungstechnologien nicht oder nur in geringerem Umfang an.

Professor Wicke, Direktor beim Umweltbundesamt, beziffert alleine die absolute Untergrenze der jährlichen Schäden durch Luftverschmutzung mit 48 Milliarden DM (Wicke, S. 56). Die

Stromerzeugung ist an der Luftverschmutzung und damit auch an diesen Schäden in einem hohen Maße beteiligt.

Die Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung produzierten 1985 nach Angaben der VDEW rund 1 362 000 Tonnen Schwefeldioxid (SO_2) und 660 000 Tonnen Stickoxide NOx. Setzt man diese Emissionen ins Verhältnis zu den Gesamtemissionen an Schwefeldioxid und Stickoxid, die 1985 etwa bei 6 Millionen Tonnen lagen, so läßt sich annehmen, daß etwa 30 % der Schäden durch die Stromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung bedingt sind. Demnach verursacht die Stromproduktion in fossil gefeuerten Kraftwerken externe Kosten in Höhe von rund 7 Pf pro kWh (Stromproduktion 1985: 206 TWh). Dementsprechend müßten Einspartechnologien oder die Stromerzeugung mit regenerativen Energieträgern, die diese externen Kosten nicht verursachen, eine entsprechende Gutschrift erhalten. In Wirklichkeit werden diese Technologien jedoch systematisch behindert.

Es muß an dieser Stelle festgestellt werden, daß die zukünftigen Kosten der Stromerzeugung nicht so sehr durch einen Ausstieg aus der Atomenergie belastet werden, sondern durch die Fehlentwicklungen in Richtung ausschließliche Kondensationsstromerzeugung in einer Großverbundwirtschaft, die wirtschaftlichere und umweltschonendere Alternativen der Stromerzeugung und Techniken der rationellen Stromnutzung durch eine entsprechende Preisgestaltung wegkonkurriert hat (IÖW/Öko-Institut, S. 148 ff.).

III. Die ungerechtfertigte Preisdifferenzierung zwischen den Kundengruppen soll durch eine einheitliche „Preisordnung Elektrizität" abgelöst werden

1. Preisdifferenzierung zwischen Sondervertrags- und Tarifkunden

Die Preisdifferenzierung zwischen den Abnehmergruppen Tarif- und Sondervertragskunden ist in der Bundesrepublik Deutschland wesentlich stärker ausgeprägt als in vielen anderen Ländern der EG und in den USA. In der Bundesrepublik Deutschland zahlten die Tarifkunden 1986 für eine kWh im Durchschnitt 25,9 Pf/kWh und somit 71 % mehr als die Sondervertragskunden mit 15,12 Pf pro kWh (Elektrizitätswirtschaft 19/1987, Tafeln 43 und 44). Gegenüber den Preisen der Sondervertragskunden der Wirtschaftszweige Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (13,33 Pf/kWh) mußten die gewerblichen Tarifkunden mit 31,08 Pf/kWh sogar 133 % mehr bezahlen (Elektrizitätswirtschaft 19/1987, Tafeln 43 und 44).

In den USA lagen dagegen bei 18 berücksichtigten Staaten die Strompreise der Haushaltskunden um 11 % über dem Strompreis der Industriekunden mit sehr großen Abnahmemengen (Errechnet nach ISI, Zum Einfluß technisch-wirtschaftlicher Rahmenbedingungen ..., Karlsruhe 1986, S. 103).

Auch innerhalb der Gruppe der Sondervertragskunden wird eine erhebliche Preisdifferenzierung vorgenommen: Im Durchschnitt

von 50 EVU, deren Strompreise für Norm-Sondervertragskunden vom Bundes-Verband der Energie-Abnehmer Mitte 1986 erhoben wurden, reichen die Preise von 29,3 Pf/kWh bei einer Verrechnungsleistung von 100 kW und einer Benutzungsdauer von 1 250 Stunden bis 14,1 Pf/kWh bei einer Verrechnungsleistung von 4 000 kW und 6 300 h Benutzungsdauer. Da der Durchschnittspreis für die Wirtschaftszweige Bergbau und verarbeitendes Gewerbe 1986 knapp unter 14 Pf/kWh liegen dürfte, kann daraus geschlossen werden, daß einige Großabnehmer, die die Möglichkeit der Stromerzeugung in kostengünstigen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen haben oder die aus arbeitsmarkt- oder industriepolitischen Gründen über die Strompreise subventioniert werden sollen, zu wesentlich günstigeren Bedingungen Strom beziehen. Der niedrigste, bisher bekanntgewordene Strompreis wurde der Chlor-Chemie eingeräumt: 1,8 Pf/kWh (Klätte, Zeitung für kommunale Wirtschaft, 2/1986).

Das Prinzip, das die EVU bei ihrer Preisbildung anwenden, ist einfach aber wirksam: Stromkunden (vor allem Tarifkunden) und Stromanwendungszwecke (Kraft und Licht), die hohen Strompreisen nicht ausweichen können bzw. bei denen keine Konkurrenz zu anderen Energieträgern besteht, werden mit höheren Preisen belastet als Kunden, die ihren Strombedarf selbst erzeugen können bzw. Wärmeanwendungszwecke, bei denen Strom in Konkurrenz zu anderen Energieträgern steht.

2. Verteilungs- und Strukturwirkungen der Strompreise

2.1 Derzeitige Preisbildung belastet vor allem Haushalts- und Kleinverbraucher-Kunden (HuK)

Die in der BTOElt vorgeschriebenen Grundpreistarife führen zu einer sehr unterschiedlichen Belastung der Haushaltsabnehmer. Benachteiligt werden vor allem Haushalte mit relativ niedrigem Einkommen, die, wie statistisch nachgewiesen, einen relativ niedrigen Stromverbrauch haben und dadurch höhere spezifische Strompreise zu bezahlen haben (Wirtschaft und Statistik, 5/1983, S. 447).

Während Haushalte mit einem kleinen Stromverbrauch von 600 kWh im Bundesdurchschnitt rund 48 Pf/kWh (ohne MWSt und Ausgleichsabgabe) bezahlen müssen, zahlen mittlere Verbraucher bei einem Jahresverbrauch von 3 500 kWh nur noch 23 Pf/kWh. Zwar wird die Preisdegression bei den Haushaltskunden durch die BTOElt nach unten durch die lineare Komponente begrenzt, doch sind von dieser Regelung nur wenige Haushalte betroffen. Nur die echten Haushaltsgroßverbraucher, mit einem Jahresverbrauch von weit über 5 000 kWh erreichen diesen Wert (Im Durchschnitt wird die lineare Komponente bei einem Jahresverbrauch von rund 8 600 kWh erreicht; Stand 1. September 1986, Berechnungsbasis 35 EVU, Haushalte mit vier Räumen). Der durchschnittliche Arbeitspreis von Tarif I, der den Grenzpreis für die lineare Komponente darstellt, liegt bei 18,1 Pf/kWh.

Nach den Vorschlägen der Wirtschaftsministerkonferenz sollen im Rahmen der Stromtarifreform die derzeitigen Tarife I und II zu

einem einheitlichen Grundpreistarif erlösneutral zusammengefaßt werden, wobei sich der Bereitstellungspreis nicht mehr nach der Anzahl der Räume bemißt. Dies wird die Konsequenz haben, daß noch mehr Haushalte als bisher im Kleinverbrauchstarif abgerechnet werden (da der einheitliche Grundpreis höher sein wird als der bisherige Grundpreis in Tarif I und die Kunden somit erst bei einem höheren Stromverbrauch in den Grundpreistarif gelangen). Weiterhin würden durch diese Regelung vor allem Haushalte mit großen Wohnungen gegenüber der jetzigen Tarifgestaltung bevorzugt, während kleine Haushaltungen mit ein oder zwei Räumen zusätzlich belastet würden, da der Grundpreis unabhängig von der Raumzahl festgelegt wird. Kurzum: Es ist mit einer zusätzlichen – von der Kostenseite her ungerechtfertigten – Mehrbelastung derjenigen Haushalte zu rechnen, die wenig Strom verbrauchen.

Im internationalen Vergleich der Preisdegression bei Haushaltskunden liegt die Bundesrepublik Deutschland einsam an der Spitze. In einem Vergleich der EG-Länder Frankreich, Italien, Niederlande, Belgien, England, Dänemark und Griechenland auf der Basis der offiziellen EG-Preisstatistik für das Jahr 1985 weist die Bundesrepublik Deutschland die stärkste Preisdegression bei zunehmendem Strombezug auf. So fallen in der Bundesrepublik Deutschland die Strompreise bei Steigerung der jährlichen Haushaltsbezugsmenge von 600 auf 3 500 kWh um etwa den Faktor 2 während in den anderen Ländern der Preisunterschied im Durchschnitt nur 40 % betrug.

In Griechenland ist der Strombezugspreis für beide Bezugsfälle gleich, während in Italien der Strompreis von 102 Lire/kWh (bei einem Jahresbezug von 600 kWh) auf 213 Lire/kWh (bei 3 500 kWh/Jahr) ansteigt.

In Japan wurden progressive Strompreise für die Haushalts- und Industriekunden bereits Mitte der 70er Jahre eingeführt.

Durch die derzeitige Tarifgestaltung in der Bundesrepublik Deutschland findet eine Umverteilung innerhalb der Gruppe der Haushaltskunden statt: die Haushalte mit niedrigem Stromverbrauch (und in der Regel auch mit niedrigerem Einkommen) subventionieren die vielverbrauchenden Haushalte mit jährlich rund einer Mrd. DM (Eigene Abschätzungen auf der Basis der Verbrauchsgruppen Saarbrücken).

Vergrößert wird die absolute Preisdifferenz innerhalb der Kundengruppen durch die Konzessionsabgabe, die Mehrwertsteuer und die Ausgleichsabgabe, die prozentual auf die Stromerlöse aus dem Verkauf an die einzelnen Kundengruppen erhoben werden und dadurch die Strombezieher mit dem niedrigsten Verbrauch und den höchsten spezifischen Strompreisen am stärksten belasten.

Eine weitaus größere Umverteilungswirkung geht jedoch von der Preisdifferenzierung zwischen den Kundengruppen aus. So werden z. B. die Hamburger Tarifkunden jährlich mit mindestens 52 Millionen DM zusätzlich belastet, um die nichtabgedeckten Kosten der Stromlieferung der HEW an die Hamburger Alu-

minium Werke (HAW) aufzubringen, die den Strom zu einem Preis von 2,8 Pf/kWh beziehen.

Bezogen auf die ganze Bundesrepublik Deutschland ergibt sich derzeit für die Tarifkunden eine Mehrbelastung von etwa 8 Milliarden DM pro Jahr, gegenüber einem einheitlichen linearen Tarif für alle Kundengruppen (ohne MWSt und AA).

Die gegenwärtige Strompreispolitik verteuert jedoch nicht nur den Strombezug der HuK-Kunden. Ein deutlich höherer wirtschaftlicher Schaden wird den HuK-Kunden durch den Ausbau des Großkraftwerkssystems zugefügt. Dieses hat die privaten Haushalte mit unnötig hohen Energiekosten belastet, da die Verbund-EVU zur Wahrung ihrer Absatzinteressen den Ausbau der zentralen Kondensationsstromerzeugung vorantrieben. Der Bau kostengünstiger Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wurde hintertrieben, indem potentielle Anlagenbetreiber mit den Methoden der Dumpingpreispolitik von ihren Vorhaben abgebracht wurden. Dadurch haben sich sowohl die Stromkosten als auch die sonstigen Energiekosten des HuK-Sektors, der einen überwiegenden Bedarf nach billiger Wärmedienstleistung und nur am Rande einen Bedarf nach stromspezifischen Dienstleistungen hat, erhöht. Denn verglichen mit den Wärme- und Stromkosten von neuen dezentralen Heizkraftwerken sind die Stromkosten von neuen reinen Strom-Großkraftwerken in Verbindung mit konventionellen Gas- und Ölkesseln zur Gebäudeheizung in aller Regel höher (vgl. Hennicke u. a. sowie Hessischer Landtag).

Die bestehenden Preisstrukturen haben dazu beigetragen, daß sich stromsparende Technologien nur unzureichend entwickeln und am Markt durchsetzen konnten. Die HuK-Kunden werden dadurch doppelt belastet: zum einen durch einen Gerätebestand, dessen Stromverbrauch nicht dem Stand der Technik entspricht, zum anderen durch ein höheres Preisniveau (z. B. durch Anstieg der Grundpreise), das durch den Mehrverbrauch bei steigenden Grenzkosten bedingt ist.

Die durch die ineffektive Versorgung mit Strom und Wärme verursachte Mehrbelastung der Umwelt muß letztlich auch von den Verbrauchern getragen werden. Sei es durch eine höhere Steuerbelastung zur Reparatur der Umweltschäden, durch Beeinträchtigung des Wohlbefindens oder durch gesundheitliche Schädigungen.

2.2 Förderung der Wirschaftskonzentration

Die Kundengruppe mit den schlechtesten Bezugsbedingungen ist mit Abstand die Gruppe der Gewerbebetriebe, die eine Bezugsleistung von weniger als 30 kW aufweisen und demnach als Tarifkunden abgerechnet werden. Diese Kundengruppe zahlte 1986 mit 31,1 Pf/kWh noch um 7,3 Pf höhere Strompreise als die Haushaltskunden, wobei sich – im Gegensatz zu den Haushaltskunden – der Durchschnittspreis der Gewerbekunden unter Einbezug niedriger Strompreise für Sonderabkommen (Nachtspeicherheizung, Warmwasserbereitung) errechnet.

Ein Gewerbebetrieb mit einer Verrechnungsleistung von 13,5 kW (davon 0,5 kW Lichtstrom) zahlt bei einem Stromverbrauch von jährlich 4 000 kWh (10 000 kWh) 55,8 Pf/kWh (43,8 Pf/kWh) (Berechnungsgrundlage: 34 EVU, Stand 1. September 1986, ohne Mehrwertsteuer und Ausgleichsabgabe).

Gegenüber den Sondervertragskunden mit höherem Stromverbrauch, die die EVU in der Regel zu Strompreisen unter 20 Pf/kWh beliefern, werden die gewerblichen Tarifkunden erheblich benachteiligt. Dies ist sicherlich nicht der entscheidende Faktor, der die Konkurrenzfähigkeit gegenüber den Sondervertragskunden bestimmt, doch ist diese Benachteiligung in keiner Weise gerechtfertigt (siehe unten) und könnte ohne Schwierigkeiten beseitigt werden.

Verstärkt werden die Preisunterschiede zwischen gewerblichen Tarif- und Sondervertragskunden durch die Konzessionsabgabe. Während die Strompreise der Sondervertragskunden nur mit max. 1,5 % belastet werden, liegt der Abgabesatz bei den Tarifkunden zwischen 10 und 20 %, je nach der Gemeindeeinwohnerzahl. Entsprechend dem höheren Preisniveau bei den Tarifkunden wird diese Kundengruppe auch durch den prozentualen Aufschlag des „Kohlepfennigs" und die Mehrwertsteuer überproportional zu ihrem Strombezug belastet.

3. Die praktizierte Preisdifferenzierung läßt sich nicht stichhaltig begründen

Auch in der bundesdeutschen Energiewirtschaft ist in den letzten Wochen eine Diskussion über grundlegende Änderungen der Strompreise entbrannt. So fordert der Direktor der Eichsfelder Energie- und Wasserversorgungsgesellschaft (EEW), daß die Subventionierung der industriellen Großverbraucher durch die Kleinkunden aufhören müsse (Süddeutsche Zeitung, 25. August 1986). Bislang wurde diese Subventionierung stets mit einem Verweis auf die Kostenträgerrechnung abgestritten.

Die Kostenträgerrechnung ist ein Rechenverfahren, um die Kosten der Stromerzeugung und -verteilung auf die einzelnen Kundengruppen (die Kostenträger) aufzuteilen. Vor allem für die festen Kosten wird in diesen Verfahren ein Verteilungsschlüssel gesucht, um die unterschiedlichen Strompreise zwischen Tarifkunden und Sondervertragskunden begründen zu können.

Den Verfahren der Kostenträgerrechnung haftet jedoch ein schwerwiegender Mangel an: sie beruhen auf zweifelhaften Annahmen. Die Kostenzuordnung der Netzkosten nach einzelnen Kundengruppen ist in zweierlei Hinsicht unzulässig:

Zum einen ist das gesamte Erzeugungs- und Verteilungssystem als eine technische und wirtschaftliche Einheit zu betrachten, die eine Zurechnung der Kosten einzelner Komponenten auf einzelne Kundengruppen nur in Ausnahmefällen möglich macht.

Das Großkraftwerkssystem basiert auf der Zusammenarbeit der verschiedenen Kraftwerkstypen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, wobei die beiden letzteren neben der Stromerzeu-

gung noch andere Funktionen, z. B. Regel- und Reserveaufgaben, wahrnehmen. Das elektrische Netz kann nach seinen Aufgaben in ein Transport- (380, 220, 110 kV) und Verteilungsnetz untergliedert werden. Der Ausbau des Transportsystems und der Umfang der Netzkapazität, der für Reservehaltungszwecke freigehalten werden muß, hängt wesentlich von der Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort des Stroms ab sowie von der Größe der installierten Kraftwerksblöcke. Das heutige Großkraftwerkssystem und die langen Transportnetze mit hoher Transport- und Reservekapazität sind historisch gesehen das Ergebnis einer auf die Versorgung der Industriekunden und auf das Zurückdrängen der kommunalen Energieversorgung ausgerichteten Elektrizitätswirtschaft. Um die Tarifabnehmer zu versorgen, wären solche Systeme nicht nötig, ja sogar unsinnig. Tarifkunden wären in regionalen Verbundsystemen mit höchstens 110 kV-Netzen vollständig versorgbar. So wird z. B. die Stromversorgung in der Stadt Osnabrück (rd. 150 000 Einwohner) komplett über ein 20 kV-Netz abgewickelt. Die hohen fixen Kosten für die langen Transportnetze und deren Verluste müßten also den Industriekunden und nicht den Tarifkunden angerechnet werden.

Zum anderen ermöglichen die Tarifkunden durch ihre Nachfrage, die eine Mittellaststruktur aufweist, den Betrieb von Kraftwerken, die gleichzeitig Regel- und Reservefunktionen für das Gesamtsystem wahrnehmen. Diese Funktionen sind jedoch gerade auch für die großen Grundlastkraftwerke, die überwiegend der Industrieversorgung dienen, unverzichtbar. Dies wäre ein Grund, die Kosten der Mittel- und Niederspannungsebene auch auf die Hochspannungskunden zu verteilen.

Nach den gängigen Verfahren der Kostenträgerrechnung werden jedoch die Kosten der Verteilung und des Transports kaskadenartig den Kunden der jeweils gleichen Spannungsebene zugeordnet. Das heißt, Kunden, die aus dem Hochspannungsnetz beliefert werden, zahlen nur einen Anteil am Hochspannungsnetz; durch die Kosten der übrigen Netzteile werden sie nicht belastet. Nach einem repräsentativen Beispiel der VDEW haben die Tarifkunden dagegen große Teile des Hochspannungsnetzes (27 %), etwa die Hälfte (47 %) der Kosten des Mittelspannungsnetzes (inklusive Umspannung) und mit 90 % praktisch die gesamten Kosten des Niederspannungsnetzes zu tragen.

Auch das von der Elektrizitätswirtschaft häufig benützte Argument, daß die niedrigeren Strompreise durch die günstigere Laststruktur der Industrieabnehmer gerechtfertigt wäre, ist durch die kürzlich erschienene VDEW-Studie widerlegt: „Der fast optimale Verlauf der Gesamtlast der öffentlichen Versorgung ist darauf zurückzuführen, daß die Stromanwendungen der Haushalte (Grundbedarf, Kochen, Spülen, Waschen, Trocknen und Warmwasserbereitung) ihren hauptsächlichen Leistungsbedarf zu verschiedenen Tageszeiten haben ... Eine Änderung der zu einem fast optimalen Ausgleich in der öffentlichen Versorgung der Bundesrepublik Deutschland führenden gegenwärtigen Laststruktur der Haushalte ist elektrizitätswirtschaftlich nicht wünschenswert ..." (VDEW, 1985, S. 65).

Die starke Preisdifferenzierung zwischen Tarif- und Sondervertragskunden und die degressiven Strompreise werden von den EVU auch mit den hohen Kosten des Leitungsnetzes begründet: eine steigende Stromabnahme führe zu einer besseren Auslastung des Netzes und ermögliche niedrigere Durchschnittspreise, und die unterschiedlichen Kosten, die die einzelnen Kundengruppen auf den verschiedenen Netzstufen verursachen, müßten zu unterschiedlichen Strompreisen führen.

Bei dieser Argumentation wird übergangen, daß der größte Teil der Netzkosten des Niederspannungsnetzes von den Tarifkunden bereits durch einmalige Beiträge bezahlt wird. Die Tarifkunden haben ihre Hausanschlußkosten (die Investitionskosten für die Verbindung ihrer Kundenanlage mit dem Verteilungsnetz) in voller Höhe selbst zu tragen. Über Baukostenzuschüsse, die nach der AVBEltV bis zu 70 % der Kosten der Erstellung oder Verstärkung von Verteilungsanlagen bis 30 kV insgesamt betragen dürfen, finanzieren die Tarifkunden den allergrößten Teil des Nieder- und Mittelspannungsnetzes sowie der Transformatoren-Stationen. Nahezu alle EVU lassen sich die Baukostenzuschüsse in vollem zulässigen Umfang erstatten. Selbst der VDEW-Arbeitskreis Tarifgestaltung befand in seinem Bericht, daß die Errichtungskosten für den Hausanschluß, das Nieder- und Mittelspannungsnetz „... weitgehend durch die Kunden unmittelbar ... getragen werden". Der größte Teil der Festkosten der örtlichen Verteilung würde bereits verursachungsgerecht den Kunden zugerechnet (VDEW, 1984, S. 23).

Die Anschlußkostenbeiträge und Netzkostenbeiträge, die die EVU von ihren Sondervertragskunden erheben, sind dagegen sehr unterschiedlich und liegen z. B. bei den Netzkostenbeiträgen zwischen 25 und 100 DM/kW. Etwa 40 % der EVU verzichten gänzlich auf die Belastung der Sondervertragskunden mit solchen Beiträgen (Betriebstechnik, Nr. 3/1983, S. 72 bis 74).

Da trotz dieses Sachverhalts die Strompreise der einzelnen Kundengruppen weit auseinanderklaffen, wurde der Kostenträgerrechnung die Aufgabe zugewiesen, die starke Preisdifferenzierung zwischen den Tarifkunden und den Sondervertragskunden, die aus absatzpolitischen Gründen vorgenommen wird, scheinbar objektiv zu begründen. Ende der vierziger Jahre war dies noch „ein offenes Geheimnis: In den meisten Fällen läßt sich glücklicherweise der rechnerische Nachweis führen, daß die in der Energiewirtschaft notwendige und sehr weitgehende Preisdifferenzierung belegt werden kann und somit kostenechter und wertgerechter Preis in gute Übereinstimmung zu bringen sind. Die Problematik der energiewirtschaftlichen Kostenrechnung erweist sich hierbei insofern von Vorteil, als sie verschiedene Möglichkeiten offenläßt. Wie weit man dabei allerdings zuweilen – bewußt oder unbewußt – durch die Kostenrechnung belegen will, was das Wertprinzip verlangt, mag dahingestellt bleiben." (Vogt, S. 40).

4. Einheitliche Preisbildung für alle Abnehmer

In diesem Antrag wird ein einheitliches Preisbildungssystem gefordert, das für alle Kundengruppen anwendbar ist und die Kosten der Stromerzeugung möglichst verursachungsgerecht auf die einzelnen Stromabnehmer aufteilt. Dazu ist zum einen eine einheitliche Preisregelung für die bezogenen Strommengen der Kunden notwendig, zum anderen müssen die Anschlußkosten der Kunden und ihre anteiligen Netzkosten korrekt zugerechnet werden.

Hierzu wird vorgeschlagen, daß alle individuell von dem einzelnen Verbraucher verursachten Kosten, also insbesondere die Verteilungskosten, auch von diesen getragen werden. Hierzu wird im Tarifkundenbereich der Baukostenzuschuß von 70 % auf 100 % erhöht und im Bereich der Sondervertragskunden, wo bisher uneinheitliche oder keine Anschlußkostenbeiträge und Netzkostenzuschüsse erhoben wurden, werden die direkt zurechenbaren Kosten der Mittel- und Hochspannungsebene in voller Höhe durch einmalige Beiträge erhoben.

Diese Beiträge werden bei Erstellung oder Erweiterung eines Kundenanschlusses erhoben. Die Kosten sind in voller Höhe vom Kunden zu tragen. Je höher er seine Anschlußleistung wählt, desto höher ist sein Anteil an den Investitionskosten des Verteilungsnetzes.

Alle nicht direkt zurechenbaren Netzkosten, sowie die Netzverluste und die allgemeinen Verwaltungs- und Vertriebskosten der EVU werden gleichmäßig auf alle kWh verteilt.

Zähler und Ablesegebühr, also die Kosten für die Messung der Abnahmemenge, werden direkt dem einzelnen Kunden angelastet.

IV. Die Begründungen für die Zweigliedrigkeit des Tarifsystems sind nicht haltbar

Nach BTOElt müssen die EVU ihren Tarifkunden zwei Grundpreistarife anbieten, deren Arbeitspreise sich um mindestens 3 Pf/kWh unterscheiden müssen. Mit dieser Regelung wird praktisch eine Mindestdegression für die Strompreise in Abhängigkeit der Abnahmemenge vorgeschrieben. Zudem wird den EVU durch den zweiten Grundpreistarif die Möglichkeit gegeben, genau die aus absatzpolitischen Gründen gewünschte Degressionswirkung zu erzielen, was mit einem Grundpreistarif schwerlich möglich ist.

Nach der BTOElt gelten diese Pflichttarife als „kostenorientiert". Es ist jedoch offensichtlich, daß ein Grundpreistarifsystem, das einen Energiemehrverbrauch durch sinkende Grenzpreise (Arbeitspreise) begünstigt, in Zeiten steigender Grenzkosten der Erzeugung und Verteilung nicht kostenorientiert sein kann.

Begründet wird die Zweiteilung des Entgeltes bei den leitungsgebundenen Energieträgern durch die zweifache Dienstleistung, die der Kunde in Anspruch nimmt: „Erstens die ständige Lei-

stungsvorhaltung über eine feste Leitungsverbindung und zweitens die Erzeugung elektrischer Energie im Umfang seines jeweiligen Bedarfs sowie deren Übertragung zum Ort seines Bedarfs." (Elektrizitätswirtschaft, 2/1986, S. 57). Durch die ständige Lieferbereitschaft entstehen hohe Investitionskosten, die gebunden sind, ohne Rücksicht darauf, in welchem Umfang die Anlagen tatsächlich in Anspruch genommen werden. „Die durchschnittlichen Kosten, die je kWh insgesamt entstehen, sind also um so niedriger, je mehr kWh über die vorhandenen Anlagen abgegeben werden. Eine kostenorientierte Preisgestaltung erfordert es, diese Abhängigkeit auf die Gestaltung des Entgeltes zu übertragen." (VDEW, 1978, S. 15).

Es läßt sich nicht bestreiten, daß die Elektrizitätswirtschaft mit hohen fixen Kosten rechnen muß. Genauso unstrittig ist es jedoch, daß in vielen anderen Produktions- und Dienstleistungsbereichen hohe fixe Kosten anfallen, die Unternehmen in der Regel jedoch keine Fixkosten durch garantierte Grundpreise am Markt durchsetzen können. Auch der Hinweis auf die fehlende Lagerfähigkeit der Ware Strom kann keinen Grundpreis rechtfertigen. So könnten die öffentlichen Verkehrsmittel mit ihren enorm hohen fixen Kosten und ihrer ständigen Förderbereitschaft ebenfalls einen Grundpreis beanspruchen. Da sie jedoch in Konkurrenz mit dem Individualverkehr stehen, können sie beim Verbraucher lediglich einen Arbeitspreis für die tatsächlich in Anspruch genommene Beförderungsleistung erheben, wobei der Arbeitspreis selbstverständlich Anteile der Kapitalkosten enthält. Die ständige Lieferbereitschaft und die hierzu nötige Vorhaltung von Kraftwerksleistung kann als einen Teil der im Rahmen der Elektrizitätsversorgung erbrachten Leistungen definiert werden. Doch handelt es sich dabei nicht um zwei völlig getrennte Dienstleistungen, da die Anzahl und die elektrische Leistung der vorzuhaltenden Kraftwerkstypen für die Versorgung (einschließlich der Reservehaltung) in erster Linie von dem Verbrauch aller Kunden bzw. von der Lastkurve des Gesamtsystems während der verschiedenen Tages- und Jahreszeiten abhängt. Es gibt deshalb auch von der Art der Dienstleistung her keinen überzeugenden Grund, die von der Elektrizitätswirtschaft geforderte Zweigliedrigkeit der Tarife beizubehalten. Zuzustimmen ist der Forderung, daß die Kosten der Dienstleistung „Kraftwerksvorhaltung" von den Kunden entsprechend ihrer Verursachung getragen werden müssen. Gerade aus dieser Forderung heraus läßt sich jedoch ableiten, daß eine verursachungsgerechte Zuteilung der Kosten weder über die Verrechnung eines festen Grundpreises noch über die Verrechnung eines leistungs- oder verbrauchsabhängigen Grundpreises möglich ist:

Die Elektrizitätswirtschaft hält nicht für jeden einzelnen Kunden eine Kraftwerksleistung vor, die der möglichen maximalen Stromnachfrage dieses Kunden entspricht. Wäre dies der Fall, so müßte die Elektrizitätswirtschaft pro Haushalt etwa 20 kW Leistung vorhalten oder umgerechnet auf alle Haushalte der Bundesrepublik Deutschland etwa 500 000 MW, also etwa die sechsfache Leistung der derzeit insgesamt in der öffentlichen Versorgung der

Bundesrepublik Deutschland installierten Kraftwerksleistung. Die Aufgabe der Elektrizitätswirtschaft ist es jedoch, eine Kraftwerksleistung für das Gesamtsystem aller zu versorgenden Kunden vorzuhalten, um eine mit sehr kleiner Wahrscheinlichkeit auftretende maximale Gesamtnachfrage sicher abdecken zu können. Die Kosten für diese Kraftwerksvorhaltung sind um so höher, je mehr sich die Nachfrage der Kunden auf einen bestimmten Zeitraum (Spitzenlastnachfrage) konzentriert. Will man die auftretenden Kosten den Kunden verursachungsgerecht zurechnen, so ist dies nur über einen zeitvariablen Tarif möglich, der einen Strombezug während der Spitzenlastzeit mit höheren Preisen belegt als einen Strombezug zu Starklast- oder Schwachlastzeiten. Über eine solche Preisgestaltung wird jedem Kunden der Anteil an den Vorhaltungskosten zugerechnet, den er tatsächlich verursacht.

Die Notwendigkeit für einen fixen Grundpreis oder eine zweigliedrige Tarifgestaltung kann aus der Notwendigkeit der ständigen Lieferbereitschaft nicht abgeleitet werden. Dies gilt insbesondere für die Elektrizitätswirtschaft, die aufgrund ihres Versorgungsmonopols und der praktizierten Preisaufsicht jegliche Kosten über eine entsprechende Festsetzung der Preise abdecken kann.

Um die zweigliedrige Preisstellung zu rechtfertigen, verweist sowohl die Elektrizitätswirtschaft als auch die Wirtschaftsministerkonferenz gerne auf andere „vergleichbare" Fälle der Preisbildung. So wird argumentiert, daß z. B. bei Mietwagen wie überhaupt bei Leistungsverhältnissen, in denen die Einräumung eines Nutzungsrechts (unabhängig von der tatsächlichen Nutzung) bereits eine kostenrelevante Leistung darstelle, eine zweigliedrige Preisbildung üblich sei (Elektrizitätswirtschaft 23/1987, S. 996). Dieses Argument war allerdings auch innerhalb des Arbeitskreises Energiepolitik (der die Beschlüsse der Wirschaftsministerkonferenz vorbereitet hat) umstritten und die Länder Nordrhein-Westfalen und das Saarland vertraten eine abweichende Auffassung: „Unter Marktbedingungen gibt es kein Beispiel, bei welchem beim Verkauf einer Ware ein Grundpreis verlangt wird. Beispiele, wie Mietwagen-Preise oder Wohnungsmieten sind bereits deshalb nicht mit Strompreisen vergleichbar, weil es sich hier nicht um Kauf bzw. Verkauf eines Produkts (kWh Strom) handelt, sondern um Miete bzw. Vermietung von Gegenständen zur Gebrauchsüberlassung ... Der typische Unterschied der Gebrauchsüberlassungen (Miete) gegenüber der Elektrizitätsversorgung liegt darin, daß der Unternehmer hierbei sein fixes Kapital aus seinen Händen gibt und deshalb an einer anderweitigen Verwertung eben dieses Kapitals gehindert ist. Daraus folgt für ihn die Gefahr, daß bei Nichtinanspruchnahme der Gebrauchsmöglichkeit durch den Kunden eine Kostenunterdeckung entsteht. Bei der Elektrizitätsversorgung wird dem Unternehmer (EVU) hingegen zu keiner Zeit das Betriebsmittel entzogen: Das fixe Kapital verbleibt in seiner Hand. Die Nichtnutzung der elektrischen Anschlußleistung durch einen Tarifabnehmer beschränkt ihn nicht in seiner Verfügung über Stromnetz und Kraftwerke und der Belieferung anderer Abnehmer. Gerade aufgrund der perma-

nenten Verfügungsmöglichkeit über sein Kapital ist das EVU in der Lage, sein Produkt jeweils demjenigen anzubieten, der es gerade braucht. Während also bei der Gebrauchsüberlassung die Nichtnutzung des vermieteten Gegenstands die Verwertung durch den Unternehmer verhindert (Begründung eines fixen Preisanteils), ist die Nichtabnahme elektrischer Energie durch einen Teil der Abnehmer Voraussetzung der statischen Last-Durchmischung und damit einer Lastvergleichmäßigung, die eine optimierte Verwertung des unternehmerischen Kapitals erst ermöglicht." (Elektrizitätswirtschaft 23/1987, S. 1004)

Auch das Scheinargument der starken Erlösschwankungen bei einem eingliedrigen Tarif zieht nicht: Da zum einen der Stromverbrauch von der technischen Ausstattung der Haushalte und Industrieabnehmer vorgegeben ist und zum anderen die Tarifabnehmer praktisch keine Ausweichmöglichkeiten beim Strombezug haben, tragen die EVU lediglich ein sehr kleines Konjunkturrisiko, das, wie die Absatzstatistik der letzten dreißig Jahre zeigt, viel kleiner ist, als in den meisten anderen Wirtschaftszweigen. Ein Grundpreis kann also mit dieser Argumentation nicht rechtfertigt werden.

Der zweite Argumentationsstrang der EVU läuft darauf hinaus, daß nur mit einem zweigeteilten Tarifsystem eine Annäherung an die Kostenverursachung für den Strombezug erreicht werden kann: „Da die Abnahmeverhältnisse der einzelnen Kunden aber in großer Bandbreite variieren, ist eine einigermaßen verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten nur mit einer Tarifgestaltung möglich, die eine leistungsorientierte Preiskomponente und eine verbrauchsorientierte enthält. Nur so kann trotz der sehr unterschiedlichen Abnahmeverhältnisse das Entgelt ein angenähertes Spiegelbild der Kostenverursachung sein." (Klätte, S. 448). Diese Begründung ist jedoch aus mehreren Gründen falsch:

1. Die Grund- bzw. Leistungspreisregelung führt zu einem degressiven Durchschnittspreisverlauf. Ein solcher Preisverlauf entspricht zwar dem Kostenverlauf eines isoliert betriebenen Kraftwerks, wenn sich dessen Kapitalkosten durch eine höhere Auslastung auf mehr kWh verteilen, er entspricht jedoch nicht den tatsächlich anfallenden Mehrkosten, die durch den Strombezug verursacht werden. Für die Erzeugungskosten, die ein zusätzlicher Strombezieher oder eine zusätzliche Nachfragemenge verursacht, ist in erster Linie die Belastung des Gesamtsystems zu diesem Zeitpunkt entscheidend. Der Vorstandsvorsitzende der Stadtwerke Saarbrücken AG, Willy Leonhardt, rechnet vor, daß eine zusätzliche kWh zur Spitzenlastzeit das EVU 150,15 DM (jährliche Leistungskosten 150 DM/kW + Brennstoffkosten 0,15 DM/kWh) kosten kann, während eine Grundlast-kWh bei Leistungskosten von 600 DM/kW, einer Inanspruchnahme von 8 760 Stunden und Brennstoffkosten von 4 Pf/kWh nur 10,8 Pf kostet. Sicherlich ein konstruiertes Beispiel, aber es macht deutlich, daß die Kosten für den Strombezug in erster Linie von dem Bezugszeitpunkt, bzw. von der Gesamtlast des Systems abhängig sind. Diese unterschied-

lichen Kosten werden in dem existierenden Tarif- und Strompreissystem nicht abgebildet.

Die lineare Komponente, die bei der letzten Novellierung der BTOElt eingeführt wurde, führt nur scheinbar zu einer Linearisierung der Tarife. Die Haushaltstarife sind in der Regel so festgesetzt, daß die lineare Komponente bei einem Haushalt mit vier Räumen (fünf Tarifräume) erst bei einem Haushaltsverbrauch von über 8 600 kWh zum Wirken kommt (Durchschnittswert von 35 EVU, Stand 1. September 1986).

Solche Verbrauchswerte können jedoch praktisch von einem „Normalhaushalt" auch bei einer üppigen Ausstattung mit elektrischen Geräten (ohne Raumheizung) nicht erreicht werden, es sei denn, die Abnehmer beheizen ihr Schwimmbad elektrisch, was für einen Normalverbraucher jedoch auch kaum vorstellbar ist. Der durchschnittliche Jahresverbrauch eines Haushalts liegt bei etwa 3 000 kWh und selbst Haushaltungen mit acht bis zehn Tarifräumen haben durchschnittliche Stromverbräuche die unter 7 000 kWh liegen (VDEW, Heft 25/1984, S. 1054).

Auch die Elektrizitätswirtschaft gestand inzwischen ein, daß es bei der Einführung der linearen Komponente vor allem darum ging, „... der von politischer Seite in der Bundesrepublik Deutschland erhobenen Forderung nach einem ausschließlich linearen Tarif die Spitze zu nehmen". (Rittstieg, 1982, S. 529).

2. Die Preisspaltung hat den (gewünschten) Effekt, daß mit zunehmender Abnahmemenge bzw. mit zunehmender Ausnutzungsdauer der berechneten Leistung die Durchschnittspreise pro kWh abnehmen. Abnehmenden Strompreisen stehen jedoch steigende langfristige Grenzkosten bei der Erzeugung gegenüber. Seit Beginn der 70er Jahre führt jeder kapazitätswirksame Mehrverbrauch an Strom zu einem progressiven Anwachsen der Erzeugungs- und Verteilungskosten: „Die zuwachsenden Vollkosten, auch ‚Zuwachskosten' genannt, die aus zusätzlichen Stromlieferungen auf Basis neuer Kraftwerke plus anteiliger Reserve und Übertragungsverlusten resultieren, werden in der Mitte der 80er Jahre das 1,5fache und um 1990 das Doppelte der heutigen Durchschnittskosten erreichen..." (Rittstieg, 1981, S. 586). Damit entfällt aber auch eine wesentliche Begründung für die Degressionswirkung des derzeitigen Tarifsystems.

   Auch in einigen Wirtschaftsministerien der Länder setzt sich derzeit die Auffassung durch, daß das derzeitige Tarifsystem gegen den Grundsatz der Kostenorientierung verstößt. So antwortet z. B. die Landesregierung des Saarlandes am 13. Mai 1985 auf eine Anfrage der Fraktion der FDP: „... die degressive Tarifgestaltung trägt nicht der Tatsache Rechnung, daß die langfristigen Grenzkosten für jede zusätzlich erzeugte Kilowattstunde seit Anfang der 70er Jahre die durchschnittlichen Erzeugungskosten übersteigen. Jedes wegen Mehrverbrauchs erforderliche Kraftwerk fördert also bei Annahme der Kostenüberwälzung den Anstieg des Strompreisniveaus." (Landtag des Saarlandes, Drucksache 9/387). Das Ministerium

für Mittelstand und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen vertritt in seinem Energiebericht „Energiepolitik in Nordrhein-Westfalen, Positionen und Perspektiven" genau dieselbe Auffassung und zieht daraus den Schluß: „... daß zur Förderung einer rationellen Nutzung von Strom, (Erd-)Gas und Fernwärme eine schrittweise Verringerung des festen Preisbestandteils... erforderlich ist." (S. 37) (Vgl. auch Hessischer Minister für Umwelt und Energie; Ausstiegsszenario Hessen).

Vor dem Hintergrund der veränderten Kostensituation hat der Arbeitskreis Energiepolitik in seinem Bericht an die Wirtschaftsministerkonferenz im Oktober 1987 übereinstimmend festgestellt, daß die stärkere Degression des Tarifs II gegenüber Tarif I vom Kostenanfall mittlerweile nicht mehr zu begründen ist: „Sie führt zumindest bei den weiterverteilenden Versorgungsunternehmen dazu, daß die zuwachsenden Kosten bei steigendem Verbrauch nicht mehr in ausreichendem Maß durch entsprechende Erlöse gedeckt werden." (Elektrizitätswirtschaft 23/1987, S. 999)

3. Die von den EVU erhobenen Leistungs- bzw. Grundpreise basieren auf unzulänglichen Bezugsgrößen:

   a) So ist die Anzahl der Räume eines Haushalts kein Maß für den Leistungsbedarf. Der Leistungsbedarf, der Stromverbrauch und die zeitliche Schwankung der Stromnachfrage eines Haushalts hängen heute vor allem von der (Küchen-) Geräteausstattung, von der Warmwasserbereitung und von der Heizungsart ab. Die Unzulänglichkeit der Bemessungsgrundlage wird heute auch von der Elektrizitätswirtschaft zugestanden. Die anvisierte Alternative, der 100-Stunden-Tarif, macht die höchste 100-h-Verbrauchsmenge eines Jahres zur Bemessungsgrundlage des Grundpreises und birgt damit andere, genauso große Unzulänglichkeiten in sich (siehe unten).

   b) Bei den gewerblichen Tarifkunden wird der Anschlußwert der elektrischen Geräte zur Grundpreisbestimmung herangezogen. Der einzelne Tarifkunde hat jedoch mit seinem Anschlußwert keinen Einfluß auf die vorgehaltenen Lieferkapazitäten eines EVU. Nur die Summe aller Tarif- und Sondervertragskunden bestimmen mit ihrem aufsummierten Lastverlauf die Netz- und Kraftwerkskapazitäten, die jedoch wegen der Ungleichzeitigkeit des Verbrauchs wesentlich kleiner sind als die Summe aller Anschlußwerte. Nicht der Besitz eines Elektrogerätes verursacht Kosten in der Elektrizitätswirtschaft, sondern die Anwendung dieses Gerätes in Zusammenhang mit der Anwendung anderer Geräte, wobei die Höhe der verursachten Kosten vom Zeitpunkt der Nutzung abhängig ist.

   c) Bei den Sondervertragskunden wird in der Regel der Leistungspreis entsprechend der individuellen Jahreshöchstlast des Abnehmers bestimmt. Diese Regelung berücksichtigt nicht, daß die Gesamtlast eines EVU die Erzeugungskosten bestimmt und die Höchstlast des Systems, die nur einmal im

Jahr auftritt, durchaus nicht mit der individuellen Höchstlast des Stromabnehmers übereinstimmen muß.

Kunden mit gleicher Höchstlast werden mit denselben Kosten belastet, obwohl ihre individuelle Höchstlast sich völlig unterschiedlich in die Gesamtlast einfügen mag.

Aus diesem Grunde sind auch die Tarifvorschläge abzulehnen, die eine Leistungsmessung bei Tarifkunden vorsehen und bei denen sich der Grundpreis an der gemessenen Leistung ausrichtet. Nicht die Höhe der individuellen Bezugsleistung ist der wesentliche Kostenfaktor, sondern die Lastsituation im Gesamtsystem, auf die die zusätzliche Nachfrage trifft.

4. Die geltenden Strompreisstrukturen sind darauf ausgelegt, Strom zum Heizen und für Wärmeanwendungen nutzbar zu machen:

— Durch die Leistungspreisregelung und die niedrigen Preise bei Sondervertragskunden wird ein Anreiz geschaffen, Strom für Wärmeanwendungen einzusetzen. Um ihre Leistungskosten möglichst gering zu halten, nehmen die Sondervertragskunden in der Regel eine Laststeuerung vor. Damit verhindern sie, daß eine bestimmte Leistungshöhe überschritten wird, und verlagern den flexiblen zusätzlichen Strombedarf in Zeiten mit geringerer Last. So fallen bei Wärmeanwendungen, die in der Regel zeitlich verschiebbar sind, lediglich zusätzliche Kosten in Höhe der Arbeitspreise an. Durch eine zusätzliche Zonung der Arbeitspreise nach der Abnahmemenge wird dieser Effekt noch verstärkt.

  Andere übliche Methoden zur Förderung der Elektrowärme bestehen darin, den Sondervertragskunden eine eingeschränkte Leistungsmessung anzubieten oder für Elektrowärmebedarf Sonderarbeitspreise zu gewähren.

— Die Erhebung eines Grundpreises, dem die Tarifkunden nicht entgehen können, ermöglicht den EVU einen Teil ihrer Kosten über diese Grundgebühr abzudecken. Dadurch wird ihnen aber auch ermöglicht, die Arbeitspreise niedriger anzusetzen. Somit wird Strom für Heizzwecke und Prozeßwärme preisgünstiger. Allerdings sind die Einsatzmöglichkeiten des elektrischen Heizens zu Tarifpreisen beschränkt, da auch der Arbeitspreis im Tarif II mehr als doppelt so hoch liegt, wie der anlegbare Wärmepreis der Konkurrenzenergie Heizöl.

— Um Strom für Heizzwecke konkurrenzfähig anbieten zu können, bieten die EVU Sonderverträge für Nachtspeicherheizungen an. Der Preis der kWh Strom muß unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wirkungsgrade der Heizungssysteme mit dem anlegbaren Wärmepreis von Heizöl oder Gas vergleichbar sein. Wollen die EVU auf dem Wärmemarkt expandieren, so müssen sie diesen Preis unterbieten. Hier wäre eine Untersuchung angebracht, die feststellt, ob die von den EVU angebotenen Strompreise für

Nachtspeicherheizkunden zumindest die variablen Kosten der Stromerzeugung decken und in welchem Umfang der Strombezug der Nachtspeicherheizkunden von den Tarifkunden subventioniert werden muß.

— Um den Einsatz von Wärmepumpen zu fördern, wurde bei der Novellierung der BTOElt 1980 die Anwendung der linearen Komponente (§ 3 a) beim Betrieb von Wärmepumpen ausgeklammert, sofern ihr Bedarf gesondert gemessen wird. War die Wärmepumpe am 1. April 1980 bereits angeschlossen und wurde ihr Elektrizitätsbedarf nicht gesondert gemessen, so findet die lineare Komponente für den gesamten Haushaltsstrombedarf keine Anwendung. Das heißt, die Betreiber von Wärmepumpen können während des gesamten Jahres und vor allem im Winter Strom zum Arbeitspreis von Tarif II beziehen, der in der Regel unter den Durchschnittskosten des Gesamtsystems und weit unterhalb der langfristigen Grenzkosten liegt (Der Durchschnittserlös im Gesamtsystem lag 1985 bei 18,05 Pf/kWh, während der Arbeitspreis nach Tarif II zwischen 14 und 15 Pf/kWh lag).

Fazit: Die Zweigliedrigkeit des derzeitigen Tarifsystems ist nicht mit der „Kostenorientierung" der Tarife zu begründen. Sie widerspricht gleichzeitig dem Ziel der rationellen Energieverwendung, weil durch das Auseinanderdriften von Arbeitspreis und Durchschnittspreis der Spielraum für betriebswirtschaftlich ökonomische Investitionen reduziert wird. Das zweigliedrige Tarifsystem ist nicht in der Lage, die wesentlichen jahres- und tageszeitlichen Kostenunterschiede korrekt in den Preisen widerzuspiegeln. Der Verbraucher erhält dementsprechend falsche Hinweise über die Kosten, die sein zusätzlicher Strombezug verursacht.

Die Wirtschaftsministerkonferenz hat den dringenden Änderungsbedarf der Bundestarifordnung festgestellt. Die Forderung nach einer Beibehaltung der Zweigliedrigkeit der Tarifgestaltung und die vorgeschlagene Tarifänderung könnten jedoch gerade das verhindern, was sie in ihrem ersten Beschlußabschnitt hervorhebt: daß die Strompreisgestaltung zu einer möglichst rationellen und umweltgerechten Gestaltung der Energieversorgung beitragen soll.

V. Warum Orientierung an langfristigen Grenzkosten und warum zeitvariabel

Der Preis eines Gutes stellt das wichtigste Lenkungsinstrument in der Marktwirtschaft dar. Bei vollkommener Konkurrenz steuert der Preis den Produktionsprozeß so, daß die Ressourcen entsprechend ihres Knappheitsgrades eingesetzt werden. Die sogenannte Grenzkostenpreisregel der Wirtschaftstheorie besagt: „Dann und nur dann, wenn die Preise aller Güter und ihre (volkswirtschaftlichen) Grenzkosten übereinstimmen, ist es möglich, mit den begrenzten Ressourcen der Volkswirtschaft und dem jeweils gegebenen technischen Wissen einen maximalen Ertrag zu erzielen, das heißt, den in konstanten Preisen gemessenen Wert des Sozialprodukts zu maximieren" (Schneider, H. K., S. 206).

Die Grenzkosten eines Gutes stellen den Wert sämtlicher ökonomischer Ressourcen dar, die zur Produktion einer weiteren Einheit eines Gutes eingesetzt werden. Sie zeigen also diejenigen Zusatzkosten an, die entstehen, wenn eine zusätzliche Einheit eines Gutes produziert wird, oder die Kosten, die eingespart werden, wenn man auf die Produktion dieser zusätzlichen Einheit verzichtet.

Bei der Elektrizitätserzeugung hängen nun die Grenzkosten von der augenblicklich nachgefragten Leistung ab, die sich mit der Tages- und Jahreszeit stark ändert. Wenn man die Ressourcen optimal einsetzen will, müssen sich auch diese Unterschiede in den Preisen niederschlagen. Hier ergibt sich die Frage, wie man die Grenzkosten bei unterschiedlicher Auslastung bestimmt. In der gängigen Auffassung versteht man unter den Grenzkosten eines nicht voll ausgelasteten Systems nur die sog. kurzfristigen Grenzkosten, das sind die unmittelbar variablen Kosten, z. B. für Brennstoffe. Die Anlagen sind ja „sowieso" vorhanden.

Dieses Kriterium ist sinnvoll, wenn es darum geht, in einem gegebenen Kraftwerkspark die abgegebene Leistung dem momentanen Lastverlauf anzupassen. Man wird die einzelnen Kraftwerkstypen (Grundlast-, Mittellast-, Spitzenlastkraftwerke) in der Reihenfolge ihrer kurzfristigen Grenzkosten zu- und abschalten.

Eine ganz andere Frage ist, welches diejenigen Grenzkosten sind, an denen sich die Preise zu orientieren haben. In einem optimal ausgelegten Kraftwerkspark, d. h. daß in jedem Lastbereich genau die zur Deckung der Nachfrage erforderliche Kapazität installiert ist, erfordert jede zusätzliche Nachfrage in einem bestimmten Lastbereich einen Ausbau der Kapazität des entsprechenden Typs. Wir sehen also, daß alle Tarife und die durch sie hervorgerufene Nachfrage den Ausbau der Kraftwerkskapazitäten und die Zusammensetzung des Kraftwerksparks beeinflussen und die Investitionsplanung für das Gesamtsystem auf diese tarifbedingte Nachfrage reagieren muß. Durch eine zusätzliche Nachfrage entstehen also nicht nur zusätzliche Betriebskosten, sondern auch noch die Kosten von neu zu erstellenden Anlagen. Beides zusammen ergibt die sog. langfristigen Grenzkosten.

Eine Preisbildung nach dem Prinzip der langfristigen Grenzkosten lastet dem Verbraucher für seinen Energieverbrauch genau jene Kosten an, die für die Versorgung der zusätzlichen Stromnachfrage entstehen.

VI. Fortschritt in der Meßtechnik ermöglicht neue Wege

Die Entwicklung der Mikroelektronik hat völlig neue Möglichkeiten in der Meßtechnik geschaffen. Konnte vor einigen Jahren noch eine zeitabhängige Preisgestaltung für die Tarifkunden mit dem Hinweis auf die relativ hohen Kosten für die Messung abgetan werden, so kann heute nahezu jede beliebige Tarifgestaltung mittels der Kombination eines mechanischen Zählwerks und eines elektronischen Impulsgebers, dessen Daten in einem Kleinrechner verarbeitet werden, kostengünstig realisiert werden (ein sol-

ches elektronisches Zählwerk kostet nach Angaben der Stadtwerke Saarbrücken bei Serienfertigung zwischen 150 DM und 200 DM).

Dabei bieten diese Geräte vielfältige Einsatzmöglichkeiten und einen hohen Benutzungskomfort. Der Verbraucher kann die bezogene Strommenge des letzten Tages, des Monats oder des Jahres sowohl als Arbeitsmenge (kWh) oder in Geldeinheiten abrufen. Das Gerät zeigt dem Kunden den gültigen Strompreis und die Strompreise in den anderen Tarifstufen an. Es kann zudem die Einsparungen errechnen, die der Kunde durch ein bewußtes Verbraucherverhalten erzielt.

Da die Strompreise und die Länge der Zeitzonen sich im Zeitablauf verändern werden, muß das Gerät programmierbar sein. Von den Stadtwerken Saarbrücken wird bei der Entwicklung dieses „Energiekontrollgeräts" eine automatisierte Auslesung angestrebt, die gegenüber dem heutigen personalintensiven Verfahren sogar noch Kosten einsparen könnte.

VII. Der 100-h-Tarif – Eine Alternative zum linearen, zeitvariablen Tarif

Der VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung" veröffentlichte 1984 einen Arbeitsbericht, in dem er sich für die Abschaffung des bisherigen – nicht leistungsbezogenen Grundpreises – im Bereich der privaten Haushalte und der Landwirtschaft ausspricht und statt dessen eine elektrische Größe für die Bemessung des Bereitstellungspreises vorschlägt, die für alle Tarifkunden (also auch für die kleinen gewerblichen Tarifkunden mit einer Anschlußleistung von 25 bis 30 kW) gelten soll. Hingegen soll nach den Vorstellungen der Wirtschaftsministerkonferenz dieses Tarifmodell lediglich für gewerbliche Tarifabnehmer und für Haushalte mit überdurchschnittlich hohem Stromverbrauch angewandt werden.

Bei dem vom Arbeitskreis „Tarifgestaltung" der VDEW vorgeschlagenen 100-h-Tarif wird der Bereitstellungspreis entsprechend dem höchsten Stromverbrauchswert festgelegt, der bei einem Abnehmer innerhalb eines Abrechnungsjahres während eines Meßintervalls von 100 Stunden auftritt. Der Strompreis ist also ähnlich wie beim Grundpreistarif nach BTOElt in zwei Komponenten zerlegt, die beim 100-h-Tarif jedoch beide von der bezogenen Arbeit abhängig sind: in den Arbeitspreis pro bezogener Kilowattstunde und den Bereitstellungspreis, der sich nach der Menge der bezogenen Arbeit innerhalb von 100 Stunden ausrichtet, wobei die höchste Bezugsmenge aller 100-Stunden-Intervalle als Grundlage für die Berechnung herangezogen wird.

Gegenüber den heutigen Grundpreistarifen bringt der 100-h-Tarif den gewissen Fortschritt, daß ein Mehrverbrauch an Strom auch zu einer Erhöhung des Grundpreises führt. Dies gilt allerdings nur unter den Voraussetzungen, daß der Mehrverbrauch gleichmäßig über das Jahr verteilt ist, oder ein Mehrverbrauch auch genau in jenen 100 h stattfindet, in denen der Verbraucher den höchsten Stromverbrauch im Verrechnungsjahr hat. Unter diesen Voraus-

setzungen werden die Ausbaukosten des Kraftwerksparks zumindest zum Teil durch die Tarifgestaltung widergespiegelt. Gegenüber dem bisherigen Haushalts-Grundpreistarif wird also zunächst eher eine gewisse „Kostenorientierung" erreicht. Allerdings wird dieser Effekt durch die sonstigen Wirkungen weitgehend wieder aufgehoben.

Im Hinblick auf die „Kostenorientierung" befindet sich der 100-h-Tarif in folgenden Widersprüchen:

— Strombezug in der Schwachlastzeit wird mit den gleichen Preisen belegt wie Spitzenlastbezug. Die Tarifgestaltung berücksichtigt also nicht, ob ein Tarifkunde mit hohem Strombezug während der Spitzenlastzeit des Gesamtsystems zu einem Ausbau der Netz- und Kraftwerkskapazität beiträgt, oder ob sich sein Strombezug günstig in die Gesamt-Netzbelastung einfügt. Nur bei größerem Schwachlastbezug sind ergänzende Regelungen vorgesehen.

— Der Tarif berücksichtigt nicht die unterschiedlichen saisonalen Erzeugungskosten des Systems. Ein Mehrbezug während der Sommermonate wird mit denselben Kosten belastet wie ein Mehrbezug im Winter.

— Der Tarif benachteiligt willkürlich Abnehmer, die einen ungleichmäßigen Energieverbrauch übers Jahr haben. So würde z. B. ein Landwirt, der in den Sommerwochen einen Heutrockner über einige Tage hinweg einsetzen muß, einen sehr hohen Bereitstellungspreis bezahlen, obwohl sich sein verstärkter Strombezug gut in die Gesamtnachfrage einfügen kann, da in dem entsprechenden Zeitraum die gewerblichen Kunden ferienbedingt weniger Strom beziehen. Bei den Haushaltungen können Familienfeste oder andere besondere Ereignisse (Back- oder Einmachtage) zu einem hohen Strombezug innerhalb eines 100-h-Intervalls führen, dadurch den Jahresausnutzungsgrad des Abnehmers verringern und somit den Bereitstellungspreis erhöhen, obwohl es aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht hierzu keine Begründung gibt.

— Der 100-h-Tarif bevorzugt vollelektrifizierte Stromabnehmer, also Stromabnehmer mit hohem Stromverbrauch, da bei einer vielfältigen Stromanwendung der Jahresausnutzungsgrad steigt und somit der Bereitstellungspreis im Vergleich zu den Arbeitspreisen sinkt. Dies belegen auch die Ergebnisse eines Feldversuchs der VDEW, der gezeigt hat, „... daß sich für normalen ganzjährigen Haushaltsstrombezug die Preise der 100-h-Regelung recht genau auf die bisherige Erlösstruktur einstellen lassen, was eine Umstellung sehr erleichtern würde. Für die jeweilige Feinabstimmung stehen alle 3 Preiskomponenten (VP, BP und AP) zur Verfügung." (AK „Tarifgestaltung", Interner Bericht S. 34). Der 100-h-Tarif weist demnach die gleiche Degressionswirkung auf wie die Grundpreistarife.

Der 100-h-Tarif ist somit nicht kostenorientiert, da er die tages- und jahreszeitlichen Schwankungen der Stromerzeugungskosten nicht berücksichtigt und zudem die langfristigen Grenz-

kosten des Kapazitätszubaus durch niedrige Arbeitspreise verschleiert. Er liefert den Stromkunden falsche Signale, führt nicht zu einem Ausgleich der stromspezifischen Stromnachfrage und verursacht somit höhere als notwendige Stromkosten.

Zudem ist diese Umstellung nur für den Tarifkunden-Bereich geplant. Die bestehenden Preisstrukturen bei den Sondervertragskunden, die ebenso dringlich einer Umstellung bedürfen, wären davon nicht betroffen.

Die Umstellung von nichtelektrischen Bemessungsgrundlagen auf elektrische Bemessungsgrößen im Bereich der Tarifkunden stellt somit nur eine kosmetische Maßnahme dar, die einerseits die derzeitige Kritik an der Tarifordnung auffangen und andererseits eine Umstellung bieten könnte, die den EVU zu einem kontrollierten Mehrabsatz verhilft. So sieht der Arbeitskreis in dem 100-h-Tarif den Vorteil, daß er

— möglichst hohe Anteile für den Bereitstellungspreis ermöglicht und somit „... die Anteile Bereitstellungspreis und Arbeitspreis wieder in ein besseres Verhältnis zu bringen..." vermag

— und mit nicht zu hohen Arbeitspreisen „Strom zur dezentralen Warmwasserbereitung oder gelegentlichen Raumtemperierung im Sommer und in den Übergangszeiten" nutzbar zu machen.

„Die 100-h-Regelung ist daher nicht, wie vermutet werden könnte, gegen eine gelegentliche Nutzung der elektrischen Energie zur Raumheizung gerichtet, sondern eher dazu angetan, ihre Entwicklung, anstatt durch Verbote, durch preisliche Komponenten zu begleiten, die einen Wildwuchs verhindern und dadurch eine tragbare Ausweitung erst ermöglichen." (Interner Bericht, S. 40).

Für die Abnehmer ist der 100-h-Tarif nicht akzeptierbar:

— Der Kunde wäre praktisch nicht in der Lage, die Betriebskosten eines neuen Elektrogerätes zu ermitteln, die durch den Gebrauch des Gerätes entstehen.

— Die Kosten des Stromverbrauchs sind für den Kunden weder im voraus ermittelbar noch im nachhinein überprüfbar. Es würden mit Sicherheit häufig Fälle auftreten, bei denen der Stromverbrauch der Kunden gegenüber dem Vorjahr gesunken ist, der Kunde jedoch aufgrund eines höheren Strombezugs innerhalb eines 100-h-Intervalls einen höheren Bereitstellungspreis und somit eine höhere Stromrechnung zu begleichen hat, obwohl die allgemeinen Strompreise nicht angestiegen sind. Ein solches Abrechnungsverfahren, bei dem der Kunde praktisch kaum seine Stromrechnung bestimmen kann, würde dem Ziel der rationellen Energienutzung diametral gegenüberstehen.

— Insbesondere bei den Haushaltskunden bestünde die Gefahr, daß bei den Abnehmern durch niedrige Arbeitspreise ein falscher Eindruck über die Kosten des Strombezugs entsteht, der über die tatsächlichen Kosten des Mehrbezugs hinwegtäuschen könnte.

VIII. Wie könnte die Übergangsphase aussehen

Die Umstellung auf eine grenzkostenorientierte Preisgestaltung könnte wie folgt vorgenommen werden:

1. Für den Bereich der Haushaltskunden wird eine erlösneutrale Umstellung auf einen linearen Tarif vorgenommen. Diese Umstellung kann innerhalb eines Jahres erfolgen, da hierzu weder eine Änderung der Zählertechnik noch sonstige technische Maßnahmen notwendig sind.

2. Parallel zur Einführung des linearen Tarifs werden in den Haushaltungen und Gewerbebetrieben Mehrtarifzähler eingebaut, um die Umstellung auf einen linearen zeitvariablen Tarif vorzubereiten.

3. Bei den Gewerbe-Tarifkunden wird ebenfalls innerhalb eines Jahres ein linearer Tarif eingeführt. Das Strompreisniveau dieser Kundengruppe wird in mehreren Stufen dem Strompreisniveau der Haushaltskunden angepaßt.

4. Die Umstellung auf einen linearen, zeitvariablen Tarif soll bei Haushalts- und Gewerbekunden innerhalb von fünf Jahren vollzogen sein. Die Umstellung bei den Sondervertragskunden erfolgt schnellstmöglich, wobei die vertraglichen Bestimmungen der Sonderverträge berücksichtigt werden müssen.

5. Die angestrebte Umstellung auf einen an den langfristigen Grenzkosten orientierten Tarif würde das Preisniveau bei der Gruppe der Tarifkunden relativ geringfügig verändern: Der Durchschnittserlös, den die EVU bei den Haushaltskunden erzielen, liegt bei etwas 23,2 Pf/kWh (ohne Nachtspeicherstrom) und somit um rund 30 % über dem Durchschnittserlös aus dem gesamten Stromverkauf. Da die langfristigen Grenzkosten des Gesamtsystems etwa 30 bis 50 % über den derzeitigen Durchschnittskosten liegen dürften, würde die Umstellung auf einen linearen, zeitvariablen und an den langfristigen Grenzkosten orientierten Tarif für die Gruppe der Haushaltskunden in etwa kostenneutral zu vollziehen sein.

6. In der Übergangsphase werden die Preise der Haushaltskunden konstant gehalten und die Strompreise der gewerblichen Tarifkunden an das Strompreisniveau der Haushaltskunden angepaßt. Die anwachsenden Kosten der Stromerzeugung und die Erlösausfälle bei den gewerblichen Tarifkunden werden den Sondervertragskunden aufgeschlagen, bis die Sondervertragskunden das Preisniveau der Tarifkunden erreicht haben.

7. Die anfallenden Kostensteigerungen bei den Sondervertragskunden werden durch Anheben der Arbeitspreise ausgeglichen. Die niedrigsten Arbeitspreise sind dabei mit den höchsten Aufschlägen zu versehen.

8. Für die Sondervertragskunden werden Umstellungspläne auf das geforderte Preisbildungssystem ausgearbeitet. Aus diesen Plänen wird ersichtlich, in welchen Zeitschritten und mit welchen Preisanpassungen die Sondervertragskunden zu rechnen haben. Die Pläne können einerseits der energietechnischen

Planung der Sondervertragskunden dienen, andererseits lassen sie auch Rückschlüsse zu, wie die Abnehmer ihr bisheriges Bezugsverhalten ändern werden.

9. Zur Regulierung der Netzbelastung werden allen Kundengruppen verstärkt Rundsteuerungstechniken angeboten.

IX. Wirkungen der Umstellungsmaßnahmen

1. Einspar- und Substitutionspotential

Die Studien, die von der Kernforschungsanlage Jülich und von der Prognos-AG im Sommer diesen Jahres zu dem Ausstieg aus der Atomenergie erstellt wurden, gingen von jährlichen Wachstumsraten beim Stromverbrauch aus, die zwischen 1 und 2 % liegen. Die PREAG begründete im Mai diesen Jahres den geplanten Bau eines Atomkraftwerkes mit einem Verbrauchszuwachs von 2 %, wobei unterstellt wurde, daß bei den Haushaltungen ein überdurchschnittlicher Zuwachs erwartet werden kann. Eine solche Zunahme des Haushaltsstromverbrauchs kann jedoch ausgeschlossen werden, wenn entsprechende tarifäre Maßnahmen getroffen werden. Eine Umstellung auf einen linearen zeitvariablen Tarif mit Gültigkeit für alle Stromabnehmer und Stromanwendungszwecke hätte im Bereich der Haushaltskunden folgende Konsequenzen:

- Das vorhandene Einsparpotential würde schneller umgesetzt. Ebök gibt in seiner 1986 erschienenen Studie „Stromeinsparpotentiale der hessischen Haushalte" ein Einsparpotential von 40 % (ohne Speicherheizung) an, wenn die heutigen Geräte durch die marktbesten ersetzt werden und die Verbraucher einfache energiesparende Verhaltensregeln berücksichtigen.
- Unter Berücksichtigung der noch möglichen Geräteverbesserungen, die den heutigen Stand der Technik berücksichtigen, sowie des Substitutionspotentials bei der elektrischen Speicher- und Direktheizung ergibt sich eine mögliche Einsparung von 58 % gegenüber dem Stromverbrauch von 1985.
- Bei einer Tarifumstellung auf einen linearen Tarif würden die Arbeitspreise bei einer erlösneutralen Umstellung um etwa 20 % (bei Abrechnung nach Tarif I in EVU mit relativ niedrigem Grundpreis) bis 70 % (bei Abrechnung nach Tarif II in Versorgungsgebieten mit hohem Grundpreis) ansteigen. Stromsparende Elektrogeräte, die in den meisten Fällen heute schon wirtschaftlich sind, werden dadurch für die Haushalte noch attraktiver.
- Eine Nachfragesteigerung nach stromsparenden Geräten läßt längerfristig auch Impulse auf die Haushaltsgerätehersteller erwarten. Besonders bei Kühlschränken, Gefriertruhen, Wasch- und Geschirrspülmaschinen besteht ein sehr hohes technisches Einsparpotential, welches bei einer verstärkten Nachfrage schneller und – bei entsprechender Serienproduktion – auch billiger realisiert werden kann.

  Würden viele Energieversorger dem Beispiel der Stadtwerke Freiburg folgen, so würden sich die Gerätehersteller sehr rasch

veranlaßt sehen, dieses Einsparpotential schnell zu realisieren. Die Stadtwerke Freiburg zahlen nämlich seit November 1987 jedem Kunden in ihrem Versorgungsgebiet, der eine stromsparende Waschmaschine, Geschirrspülmaschine oder ein Gefriergerät kauft, eine Prämie von 50 DM bar auf die Hand.

— Bei einem Übergang zu Tarifen ohne feste Preisbestandteile würden energetisch und ökologisch wünschenswerte Substitutionsprozesse angeregt. Die derzeitige tarifliche Begünstigung für nichtstromspezifische Anwendungen würde entfallen, wodurch die Wirtschaftlichkeit dieser Anwendungen sich wesentlich verschlechtern würde. Für Hessen gibt Ebök ein Einspar- und Substitutionspotential für Warmwasser, Kochen und elektrisch Heizen von 1 330 Millionen kWh oder rund 16 % des Haushaltsstromverbrauchs an.

  Dabei ist noch nicht berücksichtigt, daß durch die Tarifumstellung die bisherige tarifäre Behinderung regenerativer Energieträger entfällt und somit Solarkollektoren zur Warmwasserbereitung wirtschaftlicher werden.

— Da der Stromkostenspareffekt bei linearem Tarif höher ist, geht von der Umstellung auf einen linearen Tarif auch ein Anreiz aus, die vorhandenen Geräte effizienter zu nutzen (z. B. volle Kapazitätsauslastung bei der Geschirrspülmaschine, Enteisung von Kühlschrank etc.).

— Diese Effekte können vor allem dann erwartet werden, wenn die Tarifumstellung von einer entsprechenden Öffentlichkeitsarbeit z. B. durch die Wirtschaftsministerien und durch die Verbraucherinstitute begleitet wird und ein weiterer Ausbau der Elektroheizung durch entsprechende Verordnungen, wie z. B. im Kanton Basel-Stadt, verhindert wird. Beschleunigt werden könnte der Einspar- und Substitutionsprozeß durch eine gezielte finanzielle Förderung, wie sie z. B. in Kalifornien praktiziert wird. Vergleiche hierzu flankierende Maßnahmen (s. S. 7 ff.).

Geht man davon aus, daß im Haushaltsbereich etwa die Hälfte des heute vorhandenen technisch und wirtschaftlich nutzbaren Einsparpotentials durch eine Tarifumstellung realisiert werden könnte, so würden die Einsparungen etwa 25. Mrd. kWh betragen. Bei einer angenommenen Benutzungsdauer von 5 000 Stunden/Jahr würde sich dadurch eine Kapazitätseinsparung von rund 5 000 MW ergeben.

Eine 1983 erstellte Studie der Prognos-AG sieht eine Reduzierung der Leistungsspitze um 5 bis 10 % als die Untergrenze an, die durch eine Umstellung des Grundpreistarifes auf einen linearen Tarif erreicht werden könnte. Diese Reduktion der Spitzenlast entspricht, bezogen auf die derzeitige Höchstlast von rund 60 000 MW, einer Verminderung von 3 000 bis 6 000 MW. Bewertet mit den durchschnittlichen Investitionskosten, die Prognos mit 2 500 DM/kW angibt, ergeben sich unter Berücksichtigung von 25 % Reservekapazität eine Kosteneinsparung von 9,4 Mrd. DM bis 18,8 Mrd. DM (Hofer, u. a., S. 288 f.).

Bezogen auf 25 Millionen Haushalte ergibt dies eine Leistungseinsparung von 380 bis 760 DM, die damit die Kosten der notwendigen Zählerumstellung für einen zeitvariablen Tarif mit Sicherheit übersteigt.

Auch im Bereich der Sondervertragskunden ist mit weitreichenden Substitutionsprozessen zu rechnen:

Von der derzeit praktizierten Leistungspreisregelung bei den Sondervertragskunden geht zwar ein Anreiz aus, die individuelle Leistungsspitze möglichst klein zu halten und über technische Möglichkeiten der Leistungsüberwachung zu realisieren. Außerhalb der individuellen Spitzenlastzeit ermöglicht jedoch die Preisspaltung in Leistungs- und Arbeitspreis kostengünstigen Strombezug zum reinen Arbeitspreis, der den Einsatz von Strom für Wärmezwecke fördert.

Die Elektrizitätswirtschaft erwartet ein weiteres Vordringen des Stromes auf dem Prozeßwärmemarkt und sieht in diesem Bereich noch ein großes Potential. In erster Linie wird jedoch das Ausmaß künftiger Substitution von Brennstoffen durch Strom bei der industriellen Prozeßwärme von der Preisentwicklung der Endenergieträger, insbesondere von ihrem für die Zukunft erwarteten Preisverhältnis abhängen.

Ein Wegfallen der niedrigen Arbeitspreise und der Mengenrabatte würde in der Industrie elektrische Wärmeanwendung in vielen Prozessen wie z. B. bei Back- und Trockenöfen, in einigen Bereichen der Stahlerzeugung oder bei der Produktion einiger chemischer Grundstoffe unwirtschaftlich machen. Gleichzeitig würden sich jedoch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Einspeisebedingungen) für die Eigenstromerzeugung verbessern und mit der Umstellung des bisherigen Preissystems auf einen linearen zeitvariablen Tarif würden sich die Amortisationszeiten für Techniken zur rationellen Stromnutzung bei den Sondervertragskunden zumindest halbieren.

Die veränderte Preissituation würde bei den Sondervertragskunden noch schneller und intensiver als bei den Tarifkunden zu Umstellungen und Investitionen führen, da die Industrie über günstigere Informations- und Finanzierungsmöglichkeiten verfügt.

Ein weiterer Zubau von zentralen Großkraftwerken wird damit überflüssig. Eine Umstellung der Strompreise lenkt das Kapital dahin, wo es unter betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekten besser eingesetzt ist: in Investitionen zur Verbesserung der Nutzungstechnologien.

2. Auswirkungen auf Laststruktur

Die Lastganglinien der großen Verbund-EVU weisen in vielen Fällen einen ausgeglichenen Verlauf über die Winter-Tage und -Nächte aus. Daraus wird von der Elektrizitätswirtschaft der Schluß gezogen, daß ein Lastmanagement, wie es sich immer mehr in den USA durchsetzt, für die Bundesrepublik Deutschland nicht notwendig ist. Die ausgeglichene Gesamtlast wird heute

jedoch überwiegend durch ein Auffüllen der Nachfragetäler durch Sonderangebote für Wärmestrom erreicht. Die kostengünstigere und umweltschonendere Alternative, der Abbau der Lastspitzen durch Lastverschiebung oder durch Einsatz rationeller Nutzungstechnologien wird nicht verfolgt.

Die Einführung eines linearen, zeitvariablen Tarifs würde zu einer Substitution nicht stromspezifischer Wärmeanwendungen führen, die Nachfragetäler in den Nachtstunden und auch zu Tagzeiten vertiefen und den Tages-Lastverlauf unstetiger machen. Durch die Anwendung zeitvariabler Tarife und die damit verbundenen Verbrauchsverschiebungen könnten nicht nur die Lastspitzen abgebaut werden. Im Gegensatz zum heutigen Lastverlauf kann ein weit besserer Sommer/Winterausgleich erzielt werden, der mit einer Reduzierung der benötigten Kraftwerkskapazitäten verbunden ist. Daß im Gegensatz zu den Aussagen der VDEW ein beachtliches Verlagerungspotential besteht, zeigen mehrere Feldversuche:

— In Bayreuth und Reutlingen konnte die Lastspitze durch Rundsteuerungsanlagen um 5 bzw. 8 % reduziert werden. Die Maßnahme erfreute sich in Bayreuth einer hohen Akzeptanz: Von 8 000 in die Lastüberwachung einbezogenen Haushalten lehnten nur 18 Kunden einen Lastabwurf ab und mußten so einen höheren Grundpreis bezahlen.

— In Rottweil wird die Lastspitze vor allem über Rundsteuerungsanlagen bei Gewerbekunden und über eine Eigenstromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen reduziert. Die Bezugsspitze konnte dadurch 1983 um 3,87 MW oder 19 % reduziert werden und sparte für die Stadtwerke Bezugskosten von 865 000 DM.

— Ein Feldversuch bei den Saarbrücker Stadtwerken und Berechnungen ergaben, daß durch die Einführung linearer und zeitlich gestaffelter Tarife Lastabsenkungen von bis zu 20 % möglich sind. Alleine bei den Tarifkunden könnten nach Ansicht des Stadtwerkedirektors Leonhardt rund 6 000 MW an Kraftwerksleistung eingespart werden (Leonhardt: Der Ausstieg..., S. 24ff.).

— Amerikanische Untersuchungen zeigen, daß zeitvariable Tarife in der Regel zu einem starken Rückgang des Strombezugs zu Spitzenlastzeiten führen: Der Rückgang reichte von sehr hohen Werten, wie z. B. 42 % in Arkansas oder 38 % in Ohio über mittlere Werte in Arizona 16 % oder Puerto Rico 14 %. Keine signifikanten Veränderungen wurden in drei von zwölf Fällen festgestellt. Die Auswertung der zwölf Feldversuche erbrachte einen weiteren interessanten Aspekt: Aufgrund der Einführung der zeitvariablen Tarife war ein allgemeiner Nachfragerückgang nach Strom zu verzeichnen (Faruqui/Malko).

— Wichtige Erkenntnisse brachte ein anderer Feldversuch in den USA: Bei der Anwendung von zeitvariablen Tarifen kommt es nicht so sehr auf das Preisverhältnis zwischen den einzelnen Tarifzonen an, sondern entscheidend ist die Einsicht „warum"

und das Wissen, „wie" man Spitzenlaststrom vermeidet. Dies waren die bedeutend einflußstärkeren Faktoren (Heberlein/Warriner, S. 201 ff.).

— Eine Erhebung bei 120 amerikanischen Stromversorgungsunternehmen ergab, daß eine zusätzliche Kraftwerkskapazität von 30 000 MW (Investitionskosten 19 Mrd. Dollar) vermieden werden könnte, wenn die Kunden 6 Mrd. Dollar für Lastmanagement und Investitionen zur rationelleren Stromnutzung aufwenden würden (Hessischer Landtag, Anlagen zum Stenographischen Bericht – Teil I).

3. Auswirkungen auf Eigenstromerzeugung

Eine Linearisierung der Tarife bei den Sondervertragskunden hätte auch weitreichende Folgen auf die Wirtschaftlichkeit der Eigenstromerzeugung. So ist z. B. in Dänemark die Wirtschaftlichkeit der industriellen Eigenstromerzeugung aufgrund unterschiedlicher regionaler Tarifstrukturen sehr unterschiedlich: „In Regionen mit stark degressiven Tarifen ist es außerordentlich schwierig, Wirtschaftlichkeit zu erzielen, da bei einer Reduktion der Gesamtabnahme der spezifische Preis der kWh schon fast prohibitiv ansteigt. In den wenigen Regionen mit fast linearen Tarifen stößt man entsprechend auch auf relativ hohe Selbstversorgungsgrade der betroffenen Industrieunternehmen." (ISI, S. 188).

Eine Auswertung der neuesten vorliegenden Studien zur Kraft-Wärme-Kopplung ergab, daß für die Bundesrepublik Deutschland ein wirtschaftlich ausschöpfbares Potential von rund 40 000 MW im industriellen und kommunalen Bereich besteht, sofern die stromwirtschaftlichen Rahmenbedingungen entsprechend diesem Antrag geändert werden.

In den USA haben die veränderten Einspeisebedingungen, die im Rahmen der PURPA-Gesetzgebung (Public Utility Regulatory Policy Act von 1979) vollzogen wurden, sowie sehr niedrige Reservehaltungspreise zu einem beschleunigten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der Stromproduktion mittels Windkonvertern geführt: Die installierte Leistung solcher Anlagen stieg seit Beginn des Jahres 1982 bis Ende 1984 um 11 000 MW an (ISI, S. 16).

4. Belastung der Verbraucher

Eine für die EVU erlösneutrale Umstellung der Haushaltstarife auf einen linearen Tarif würde für Verbraucher mit einem unterdurchschnittlichen Stromverbrauch zu einer Kostensenkung und für Haushaltskunden mit überdurchschnittlichem Verbrauch zu einer Kostensteigerung führen. Die einzige in der Bundesrepublik Deutschland veröffentlichte Studie über die Verteilungswirkung eines linearen Tarifs stammt von Munkes/Reinert. Die Mitarbeiter der Stadtwerke Saarbrücken untersuchten die Stromverbräuche sämtlicher 63 391 Haushaltsabnehmer im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Saarbrücken, die nach einem Grundpreistarif mit bis zu 10 Tarifräumen abgerechnet wurden. Bei einer erlösneutralen Umstellung auf einen linearen Tarif würde demnach die Strom-

kostenrechnung für 70 % der Haushaltsabnehmer niedriger ausfallen, und zwar im Durchschnitt um über 15 %. 85 % der Bewohner von Wohnungen mit ein oder zwei Tarifräumen würden durch einen linearen Tarif begünstigt, während sich aus der Abnehmergruppe mit drei oder vier Tarifräumen, die 60 % aller Kunden umfaßt, für 72 % der Abnehmer Vorteile ergäben. Für weniger als 30 % der Kunden würde der Strom teuerer werden, und zwar durchschnittlich um etwa 15 %. „Der lineare Tarif würde also gezielt Vielverbraucher treffen. Daß die Leidtragenden eines solchen Tarifs, wie in der Diskussion bisweilen vorgegeben wird, in erster Linie Rentnerhaushalte und kinderreiche Familien sind, hat sich nach den hier vorgelegten Daten – für Saarbrücken jedenfalls – nicht bestätigt." (Munkes/Reinert, S. 378)

Verbunden mit Umstellungshilfen für Haushalte, die die elektrische Warmwasserbereitung umstellen wollen und mit finanziellen Anreizen für eine beschleunigte Einführung von stromsparenden Haushaltsgeräten, könnte eine unzumutbare Mehrbelastung von einkommensschwachen Haushalten durch die Tarifumstellung nahezu ausgeschlossen werden.

Durch die Einführung von Mindestnormen für den Stromverbrauch von Haushaltsgeräten, durch die Förderung von solarer Warmwasserbereitung und das Verbot für den Neuanschluß von Elektroheizungen würde vor allem auch eine Stromkostenentlastung bei den Mieterhaushalten ermöglicht.

Eine deutliche Stromkostenentlastung würde sich für die kleinen Gewerbebetriebe ergeben: Mehr als 40 % dieser Betreiber zahlen heute einen Strompreis von über 54 Pf/kWh (ohne MWSt. u. AA). Die Stromkosten dieser Betriebe würden sich durch die vorgeschlagene Tarifumstellung um etwa die Hälfte reduzieren. Langfristig könnten alle Kundengruppen einen Vorteil aus der Tarifumstellung ziehen: Aufgrund der verbesserten Anwendungstechnologien und der durch das Lastmanagement eingesparten Kraftwerkskapazitäten würden die Stromerzeugungskosten in geringerem Umfang und erst zu einem späteren Zeitpunkt als bei Beibehaltung der bisherigen Preispolitik ansteigen.

Die Tarifumstellung und die Änderung der Einspeisebedingungen für Strom aus Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen und aus regenerativen Energieträgern würden mittelfristig zu einer doppelten Entlastung der Haushaltskassen führen. Gegenüber der bisher aus Absatzinteressen betriebenen zentralen Kondensationsstromerzeugung wurde bislang die wirtschaftlichere Stromerzeugung in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und damit auch eine kostengünstige und umweltschonende Wärmeversorgung der HuK-Kunden verhindert. Dies belegen sowohl theoretische Studien (vgl. Hennicke, u. a.) als auch die jüngste Praxis (Hessischer Landtag, Teil I, S. 93).

Eine weitere, wenn auch nicht quantifizierbare Entlastung der Stromkunden und eine Steigerung der Lebensqualität ergibt sich indirekt über die eingesparten Kosten der Umweltverschmutzung.

5. Arbeitsplätze

Dem Verlust von Arbeitsplätzen durch den eingesparten Bau und Betrieb von Kraftwerkskapazitäten stehen eine Reihe von positiven Beschäftigungseffekten gegenüber, die wesentlich zu einem Abbau der Massenarbeitslosigkeit beitragen könnten:

— Bei linearer, an den Grenzkosten der Erzeugung orientierter Strompreisgestaltung ist bei den Elektrogeräteherstellern mit einem Nachfrageschub nach sparsameren Geräten zu rechnen. Vor allem Haushalte mit überdurchschnittlich hohem Stromverbrauch haben eine höhere Stromkostenbelastung zu erwarten. Da dies überwiegend Haushalte mit höherem Einkommen sind, besitzt diese Haushaltsgruppe genügend finanziellen Spielraum für die Anschaffung sparsamerer Geräte.

— Die Einführung neuer Zählertechniken ist zwar keine Voraussetzung für die Einführung eines zeitvariablen Tarifs (die Messung wäre auch mit einem herkömmlichen Feraris-Zählwerk mit Mehrfachzählwerk möglich), doch bietet die Mikroelektronik hier die Möglichkeit, kostengünstige Meßgeräte zu entwikkeln, die dem Strombezieher kundengerechte Informationen über den bisherigen Verbrauch, über die unterschiedlichen Preise des Strombezugs in den verschiedenen Tarifstufen und die bisher angelaufenen Kosten des Stromverbrauchs bieten.

Solche Geräte wurden im Ausland bereits entwickelt und befinden sich derzeit auch in der Bundesrepublik Deutschland in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken Saarbrücken in der Entwicklungsphase.

Hier, sowie bei Rundsteuerungsanlagen und Systemen zur Einsatzoptimierung bietet sich für die bundesdeutsche Industrie ein neuer Zukunftsmarkt, der international jedoch nur erschlossen werden kann, wenn durch entsprechende energiepolitische Maßnahmen die innovationshemmenden Strukturen in der Elektrizitätswirtschaft überwunden werden und die zunehmende Rückständigkeit gegenüber anderen Ländern abgebaut wird.

So konnten z. B. in Dänemark in den letzten fünf Jahren rund 3 000 neue Arbeitsplätze durch den Bau von Wind-Kraft-Anlagen geschaffen werden, wobei rund 90 % auf den Export entfallen. Grundlage hierfür war eine entwickelte Produktion für die Windkraftnutzung im eigenen Land. In der Bundesrepublik Deutschland ist diese Entwicklung insbesondere durch restriktive Einspeisebedingungen verhindert worden. Alleine durch einen behutsamen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung könnten nach Berechnungen des Fraunhofer-Instituts für Systemanalyse und Innovationsforschung in der Bundesrepublik Deutschland im Zeitraum von 1983 bis 1995 rund 42 000 Dauerarbeitsplätze geschaffen werden. Durch die vorgeschlagene Umstellung der Tarifstruktur, flankiert von angemessenen Einspeisebedingungen, wäre ein zügiger Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu erwarten.

6. Zur Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der bundesdeutschen Industrie

Industriebetriebe mit hohem Stromverbrauch werden durch die derzeitige Preisgestaltung in hohem Maße begünstigt und subventioniert. „In der Bundesrepublik Deutschland nutzten insbesondere die Aluminiumindustrie und die Chemie Strom zu Preisen, die nicht einmal halb so hoch waren wie für normale Industrieabnehmer" (DIW, S. 63). Eine Umstellung auf einen linearen, zeitvariablen Tarif, dessen Arbeitspreise sich an den langfristigen Grenzkosten orientieren, würde bei solchen Betrieben zu erheblichen Mehrkosten für den Strombezug führen. Bei Sondervertragskunden mit relativ niedrigem Strombezug oder kurzer Benutzungsdauer der Lastspitze wäre eine relativ geringe Belastung oder sogar eine Entlastung zu erwarten.

Eine Stromkostenerhöhung würde jedoch nach Auswertung der bisher zu diesem Thema erstellten Studien keinen spürbaren Einfluß auf die Wettbewerbsfähigkeit der Deutschen Wirtschaft haben: So faßt das Sekretariat der Enquete-Kommission „Zukünftige Kernenergiepolitik", das sich 1981 von zehn wirtschaftswissenschaftlichen Instituten eine schriftliche Stellungnahme einholte, die Ergebnisse wie folgt zusammen: „Der Einfluß der Versorgung und die Kosten von Energie hat nach Meinung der Institute keinen Einfluß auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie gehabt." (Sekretariat der Enquete-Kommission „Zukünftige Kernenergiepolitik": Auswertung...). Insbesondere die traditionelle Exportgüterindustrie wie Maschinenbau, Elektrotechnik und Fahrzeugbau ist mit verschwindend kleinen Energie- und Stromkosten belastet (RWI, S. 16ff.).

Auch bei einer speziellen Untersuchung stromintensiver Branchen und Produkte kommt das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung zu dem Ergebnis, daß der Strompreis nur in wenigen Fällen als Einflußfaktor für die internationale Konkurrenzfähigkeit eine Bedeutung hat (Garnreiter u. a. 1982).

Die ISI-Studie warnt sogar davor, durch ständige Subventionen die unternehmerische Energiekostenbelastung zu verringern. Eine Politik der billigstmöglichen Bereitstellung von Energieträgern behindert die Substitution energieintensiver durch energieextensive Produkte und unterdrückt gleichzeitig die Anwendung von Einspartechnologien. Durch die Subventionierung der Energiepreise bei den Sondervertragskunden wird ein Leistungsbilanzeffekt ausgelöst, der wesentlich stärker zu einer Zunahme des Brennstoffimports, als zu einer Zunahme des Exports der begünstigten Industriezweige führt.

Selbst bei einer Verdoppelung der Stromkosten für die Sondervertragskunden wäre der Einfluß auf die Wettbewerbsfähigkeit der bundesdeutschen Industrie sehr gering und würde im Vergleich zu den Dollarkursschwankungen der letzten Jahre nur einen kleinen Bruchteil ausmachen.

Gegenüber der japanischen Industrie – dem Hauptkonkurrenten auf dem Weltmarkt – wäre die bundesdeutsche Industrie auch

nach hohen Strompreiserhöhungen nicht benachteiligt: Die Industrie Japans hatte 1984 einen doppelt so hohen Strompreis zu bezahlen wie die Bundesrepublik Deutschland. Die industriellen Stromverbraucher zahlen dort – wie die Haushalte – einen progressiven Tarif, um die Sparanstrengungen zu fördern. (IÖW/Öko-Institut, S. 87)

Druck: Thenée Druck KG, 5300 Bonn, Telefon 23 19 67
Alleinvertrieb: Verlag Dr. Hans Heger, Postfach 20 13 68, Herderstraße 56, 5300 Bonn 2, Telefon (02 28) 36 35 51
ISSN 0722-8333